

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело (эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти)

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ основных показателей технологического процесса сбора и подготовки скважинной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)

УДК 622.276.8(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Савченко Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело (эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти)

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Савченко Сергею Сергеевичу

Тема работы:

Анализ основных показателей технологического процесса сбора и подготовки скважинной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 №59-122/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2020
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду и т.д.),</i>	<i>Технологические регламенты, нормативно-правовые акты и документы различной юридической силы, научная литература, официальные статические и информационные материалы, различные исследовательские работы.</i>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Исследовать особенности технологического процесса сбора и подготовки газа на X нефтегазоконденсатном месторождении.</i></p> <p><i>Исследовать работу установки комплексной подготовки газа, зданий основного производства и установок абсорбционной осушки. Анализировать основные технологические показатели сбора газа, работы цехов основного производства, оборудования для осушки газа.</i></p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Консультант	Раздел
Вершкова Елена Михайловна, старший преподаватель	Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений
Вершкова Елена Михайловна, старший преподаватель	Основные показатели технологической схемы сбора и подготовки скважиной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении
Вершкова Елена Михайловна, старший преподаватель	Анализ технологических показателей сбора и подготовки скважинной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении
Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент, к.э.н.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Сечин Андрей Александрович, ассистент, к.т.н.	Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульниковна Маргарита Радиевна	к.г.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Савченко Сергей Сергеевич		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело (эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти)

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2020
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2020	Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений	15
13.04.2020	Основные показатели технологической схемы сбора и подготовки скважиной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении	30
30.04.2020	Анализ технологических показателей сбора и подготовки скважинной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении	35
11.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
25.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		02.03.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа 105 с., 10 рис., 24 табл., 16 источников.

Ключевые слова: фонд скважин, промысловые трубопроводы, комплексная подготовка газа, технологический процесс, газовый промысел абсорбер.

Объектом исследования разработки является УКПГ-1У Х нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы – проанализировать технологический процесс сбора и подготовки скважиной продукции Х нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи:

- изучить технологическую схему сбора и подготовки газа Х НГКМ;
- проанализировать динамические показатели технологического процесса;
- рассмотреть технологические особенности подготовки газа на Х НГКМ;

В данной работе была рассмотрена и описана схема сбора скважиной продукции и подготовка газа к транспортировке согласно с требованиями СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

Выявили недостаток действующего оборудования для осушки газа и предложили меры для их модернизации.

Рассмотрели опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть на месторождении.

Проведен экономический расчет научно - технического исследования модернизации абсорбера новыми регулярными насадками с целью увеличения производительности аппарата и минимизации потерь гликоля.

Список сокращений

АВО – Аппарат воздушного охлаждения;

АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВМР – Водометанольный раствор;

ГСК – Газовый промысел;

УВ – Газосборный коллектор;

ГФУ – Горизонтальная факельная установка;

ДЭГ – Диэтиленгликоль;

ХНГКМ –Х нефтегазоконденсатное месторождение;

ЗПА – Здание переключающей арматуры;

КГС – Куст газовых скважин;

КИПиА – Контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НДЭГ – Насыщенный диэтиленгликоль;

ПДК – Предельно-допустимая концентрация;

ПЗК – Предохранительный запорный клапан;

РДЭГ – Регенерированный диэтиленгликоль;

УВИ – Устройство дозированного ввода ингибитора гидратообразования;

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа;

УРД – Установка регенерации ДЭГа;

УРМ – Установка регенерации метанола;

ЦОГ – Цех осушки газа;

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	10
1 СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	11
1.1 Цель и задачи подготовки природного газа	11
1.2 Сбор газа на промысле	11
1.3 Методы подготовки газа и конденсата	14
1.3.1 Подготовка газа газовых месторождений	14
1.3.2 Технология абсорбционной осушки газа	14
1.3.3 Низкотемпературная сепарация (НТС).....	20
2 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИНОЙ ПРОДУКЦИИ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	23
2.1 Количество технологических линий (поток) и их назначение.....	23
2.2 Система промысловых трубопроводов и участок комплексной подготовки газа Газового промысла № 1 У Х нефтегазоконденсатного месторождения.	24
2.3 Характеристика исходного сырья, изготавливаемой продукции	27
2.3.1 Характеристика исходного сырья	27
2.3.2 Характеристика товарной продукции.....	27
2.4.1 Фонд эксплуатационных скважин.....	28
2.4.2 Площадка поглощающих скважин.....	29
2.4.3 Участок комплексной подготовки газа.....	31
2.5 Сооружения основного производства	32
2.5.1 Здания переключающей арматуры (ЗПА-1, ЗПА-2).....	33
2.5.3 Установка регенерации метанола.....	42
2.6 Технология абсорбционной осушки газа на Х месторождении	48
3 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	51
3.1 Здание переключающей арматуры.....	52
3.2 Цех осушки газа	53
3.3 Узел хозрасчетного замера газа.....	54
3.4 Установка охлаждения газа	54

3.5	Цех регенерации ДЭГа и цех регенерации метанола.....	55
3.6	Анализ работы абсорберов	56
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	62
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	62
4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	62
4.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	63
4.1.3	SWOT-анализ.....	65
4.3	Планирование научно-исследовательских работ.....	66
4.3.1	Структура работ в рамках научного исследования	66
4.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ	67
4.3.3	Разработка графика проведения научного исследования	68
4.3.4	Бюджет научно-технического исследования	71
4.3.5	Расчет материальных затрат НТИ.....	72
4.3.6	Основная заработная плата исполнителей темы.....	73
4.3.7	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	76
4.3.8	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	77
4.3.9	Накладные расходы	78
4.3.10	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта 78	
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	79
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	84
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
5.2	Производственная безопасность	89
5.2.1	Анализ вредных факторов	90
5.2.2	Анализ опасных факторов	96
5.3	Экологическая безопасность	99
5.3.1	Мероприятия по охране атмосферы	99
5.3.2	Мероприятия по охране гидросферы.....	99

5.3.3 Мероприятия по охране литосферы.....	100
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
Заключение	102
Список литературы:	104

Введение

Открытое в 1965 году Х нефтегазоконденстаное месторождение расположено в Ямало-ненецком автономном округе. Оценки запасов природного газа оцениваются более 3 трлн.м³.

Добыча природного газа началась в 2001 году из сеноманских залежей и в 2004 вышло на проектную мощность. Общий объем добываемого газа составляет 105млрдм³/год.

В 2001 году на Х НГКМ введена в эксплуатацию крупнейшая в мире УКПГ-1У (Установка комплексной подготовки газа) суммарной мощностью 35 млрд м³, через год УКПГ-2У, затем через два года УКПГ-3У, что сделало его мощнейшим по добычи газа не только среди арктических месторождений, но и во всей России.

На сегодняшний день актуальность обусловлена проблемой подготовки газа к транспортировке согласно с требованиями СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». на северных месторождениях добычи газа и газоконденсата. Так как транспортировка сырого газа по трубопроводу влечет большие материальные затраты и последующий ремонт трубопровода и технологического оборудования от коррозии, для начала газ очищают от механических примесей и влаги. Противостоять таким образованиям помогут методы абсорбционной осушки при входящих сепараторах.

В данной работе, подробно рассмотрим технологическую схему сбора и подготовки газа на УКПГ-1У от его добычи со скважин до подготовки к транспорту в магистральном трубопроводе.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проведение анализа технологических показателей сбора и подготовки скважинной продукции, анализ работы сооружений основного производства, работы аппаратов осушки газа на месторождении «Х».

1 СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Цель и задачи подготовки природного газа

Природный газ, который поступает на поверхность, имеет в своем составе большое количество влаги, жидких углеводородов и различные механические примеси. Также в природном газе могут находиться элементы, которые очень вредны для здоровья человека или же эти компоненты могут вызывать ускоренную коррозию труб и газооборудования, в частности, сероводород и окись углерода. Азот в добываемом газе является балластным элементом.

В природном газе находятся твердые частицы, которые очень часто приводят к быстрому изнашиванию деталей компрессоров, соприкасающиеся с газом, арматуры газопроводов, также ухудшает работу контрольно-измерительного оборудования. На отдельных участках газопровода накапливаются твердые частицы, которые сужают его поперечное сечение, тоже самое делают и жидкие частицы, которые оседают в пониженных участках трубопровода. Эти частицы приводят к разрушению трубопроводов, фонтанных арматур и приборов. Влага при определенной температуре и давлении способствует появлению гидратов, которые оседают на газопроводе в виде твердых отложений.

Прежде чем отправить газ в транспортировку по магистральному трубопроводу, обязательно проводят процедуру осушки и очистки газа от механических примесей.

1.2 Сбор газа на промысле

Сбор газа, является технологическим процессом, который начинается с транспортировки добытого сырого газа от кустов скважин до

предварительной либо окончательной подготовки для транзита по магистральному трубопроводу. Именно поэтому под системой сбора газа понимается сеть газосборных трубопроводов, соединяющих скважины с установками подготовки газа, включая устройства, обеспечивающие её нормальную работу: установки предварительной сепарации газа, ввода ингибиторов гидратообразования, подогрева газа и другие, монтирующийся в различных частях системы.

Выбор системы сбора газа зависит от целого ряда факторов:

- размеров месторождения;
- количества объектов разработки;
- запасов и состава газа по ним;
- количества эксплуатационных скважин;
- дебитов скважин и расположения их по площади газоносности и т.д.

В процессе разработки первого из крупнейших – Медвежьего газового месторождения и Вынгапуровского месторождения был осуществлен переход на кустовое бурение вертикальных сеноманских добывающих скважин, с предварительной отсыпкой кустовых площадок и подъездных дорог. Количество скважин в кустах от 2 до 5. На Уренгойском и далее на всех осваиваемых месторождениях скважины в кустах бурятся наклонно-направленным способом.

Таким образом, в северных условиях нашла применение групповая схема сбора газа с кустов скважин с децентрализованной его подготовкой на УКПГ большой производительности [2].

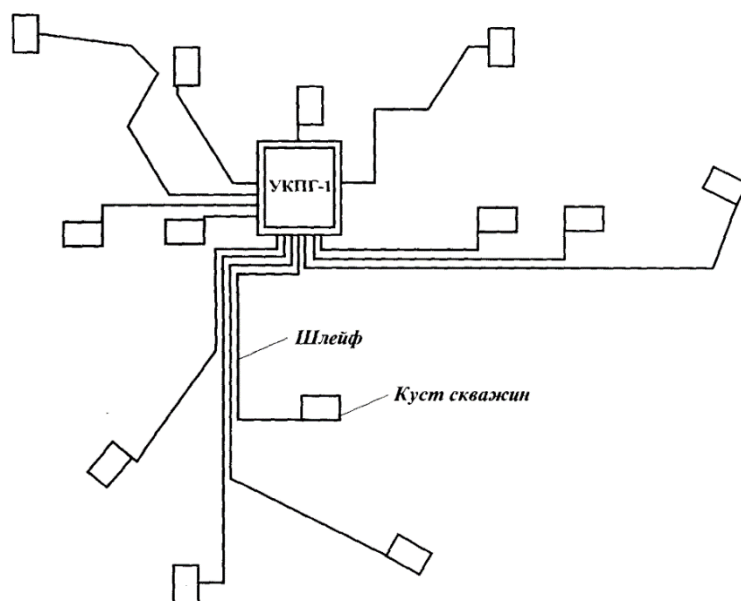


Рисунок 1.1 - Схема сбора газа на УКПГ-1 Уренгойского ГКМ

По этой схеме газ от куста скважин по одному коллектору поддается на УКПГ, Рисунке 1.1, где проходит полную подготовку и затем подается в межпромысловый коллектор, в который поступает осушенный газ и с других УКПГ этого же месторождения, а затем через узел подключения газ направляется в магистральный газопровод. Такие схемы сбора настоящее время принято называть лучевыми.

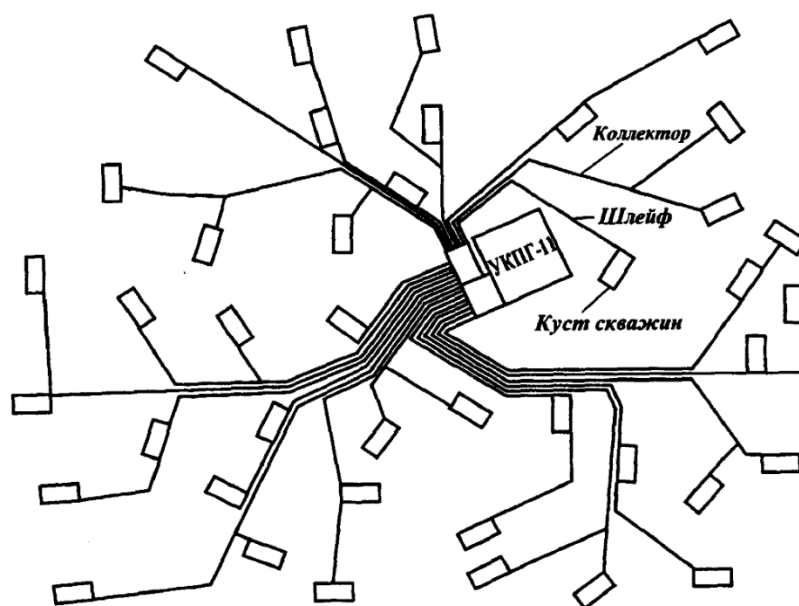


Рисунок 1.2 - Схема сбора газа на УКПГ-11 Уренгойского ГКМ

Сбор газа производится благодаря коллекторам, к которым в свою очередь подсоединены кусты скважин (Рисунок 1.2), именно поэтому такая схема сбора называется коллекторной.

Таким образом можно утверждать, что на обустройстве крупных месторождений, где планируется несколько установок комплексной подготовки газа с дальнейшим транзитом по магистральному трубопроводу, называется групповой децентрализованной схемой сбора. Если скважины подсоединены к одной УКПГ, то такая система называется централизованной.

1.3 Методы подготовки газа и конденсата

1.3.1 Подготовка газа газовых месторождений

Промысловая подготовка сеноманского газа к дальнему транспорту в настоящее время осуществляется по двум основным технологиям:

- Абсорбционная осушка с применением диэтиленгликоля (ДЭГа) либо триэтиленгликоля (ТЭГа);
- адсорбционная осушка газа с использованием силикагеля (установки адсорбционной осушки газа эксплуатируются на месторождении Медвежье с 1972 г.).

Сравнение этих технологий показывает, что их технико-экономические показатели довольно близки и оба варианта технологии осушки газа могут использоваться в промысловых условиях практически одинаково успешно.

1.3.2 Технология абсорбционной осушки газа

Абсорбцией называется избирательное поглощение паров и газов жидкими поглотителями – абсорбентами. При контактировании влажного

газа с абсорбентом абсорбция (поглощение водяного пара из газа) протекает до тех пор, пока парциальное давление водяного пара в газе не сравняется с давлением водяного пара, растворенного в абсорбенте, т.е. до наступления равновесного состояния.

До настоящего времени в нашей стране наибольшее распространение получил абсорбционный метод с применением (ДЭГа), тогда как за рубежом чаще всего используют триэтиленгликоль (ТЭГ). Основные свойства гликолей приведены в таблице 1.1. Выбор в пользу ДЭГа был сделан якобы в связи с наличием в стране собственного его производства, а также предполагалось, что абсорбция в северных условиях будет происходить при низких температурах контакта гликоль-газ, при которых преимущества ТЭГа не просматриваются [2]. На самом же деле все северные газопромыслы работали на импортном ДЭГе, а аппараты абсорбционной осушки устанавливаются в отапливаемых цехах и в настоящее время обустройство новых объектов добычи сеноманского газа проектируется с применением в качестве абсорбента ТЭГа.

Гликоли являются двухатомными спиртами жирного ряда и с водой смешиваются в любых соотношениях, вода из раствора легко удаляется ректификацией. Их водные растворы замерзают при относительно низких температурах, не вызывают коррозии стали и поэтому оборудование установок осушки изготавливается из её дешевых марок.

Основная технологическая схема абсорбционной осушки газа, применяемая на Медвежьем и Уренгойском(УКПГ-1-4) месторождениях, показана на рисунке 1.3. Природный газ по коллекторам от кустов газовых скважин поступает на УКПГ, где через систему переключающей арматуры и коллектор распределяется по параллельным технологическим линиям высокой производительности (первоначально 2,5 – 3 млн. м³/сут, затем 5 – 10 млн. м³/сут).

На каждой технологической линии сырой газ проходит последовательно входной (первичный) сепаратор С-1, где происходит

отделение капельной жидкости, абсорбер А-1, в котором газ осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля, и фильтр Ф-1 для улавливания из потока осушенного газа мелкодисперсного гликоля, уносимого им из абсорбера в магистральный газопровод.

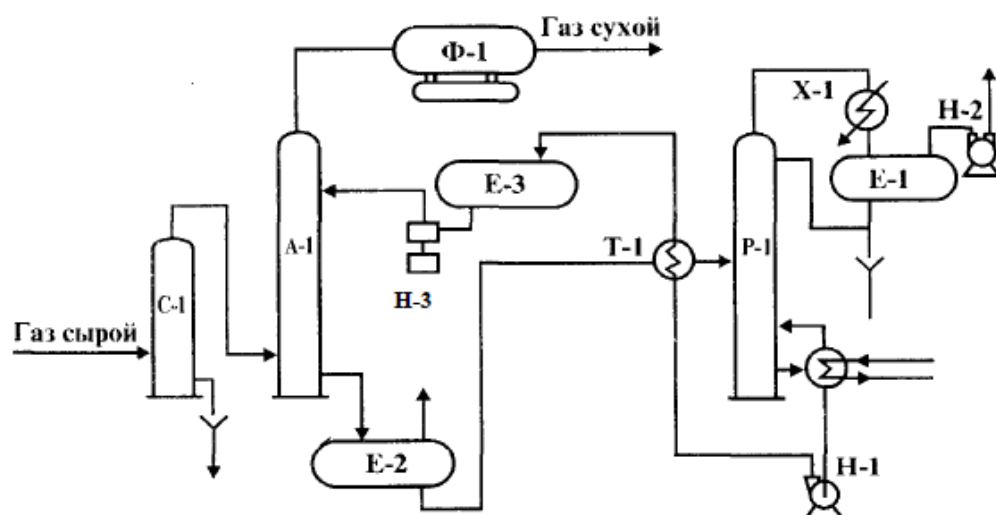


Рисунок 1.3 - Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа для северных месторождений:
С-1-сепаратор; А-1 -абсорбер; Р-1-колонна регенерации; Ф-1-фильтр; Т-1-теплообменник ДЭГ-РДЭГ; Х-1 —холодильник; И-1- подогреватель; Е-1, Е-2, Е-3 — емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы

Поток насыщенного ДЭГа (НДЭГ) из абсорбера после редуцирования поступает в емкость-выветриватель Е-1, где происходит его разгазирование-выделение газов, поглощенных раствором гликоля в процессе абсорбции. Далее выветренный НДЭГ проходит рекуперативный теплообменник Т-1 «НДЭГ-РДЭГ», подогревается в нем до температуры 125 - 130°С, за счет тепла горячего потока регенерированного гликоля (РДЭГ), выходящего с установки регенерации, после чего подается в среднюю часть колонны регенерации Р-1, где из него отгоняются пары воды и легкие углеводороды. В нижнюю часть регенерационной колонны поступают нагретые пары из испарителя И-1, где, нагрев поступающего уже предварительно отпаренного ДЭГа осуществляется острым паром,

подаваемым от котельной. Такой способ регенерации НДЭГа называется паровым. Выделение отгоняемых паров воды из насыщенного ДЭГа в колонне происходит под вакуумом при давлении минус 0,6-0,7 МПа, создаваемом насосом Н-2.

Регенерированный гликоль собирается в нижней части испарителя и отбирается «горячим» насосом Н-1, который прокачивает его через теплообменник Т-3, где он охлаждается встречным потоком НДЭГа, и далее накапливается в емкости Е-3, из которой насосом вновь подается на верхнюю тарелку абсорбера А-1.

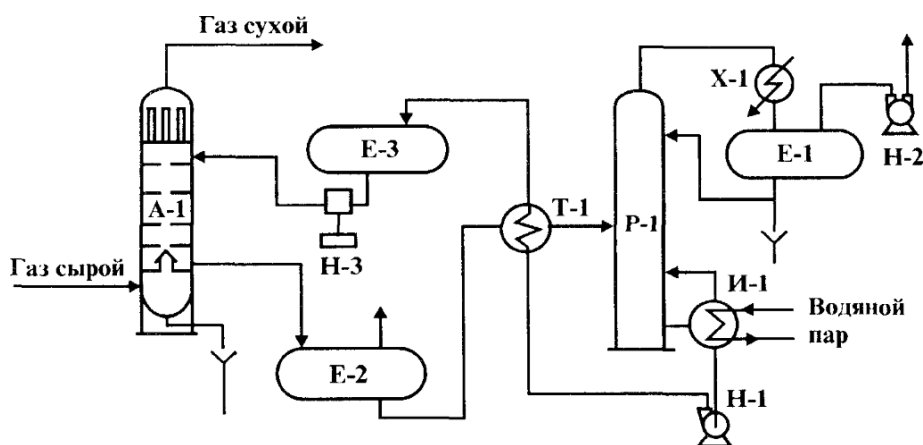


Рисунок 1.4 - Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом (МФА):

А-1-многофункциональный аппарат; Р-1-колонна регенерации; Т-1- теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 - холодильник; И-1 - испаритель; Е-1, Е-2, Е-3 - емкости; Н-1, Н-2, Н-3 –насосы

В начальный период обустройства Уренгойского месторождения на четырех первых установках осушки (УКПГ 1-4) была применена такая же схема расположения оборудования сепаратор-абсорбер-фильтр (Рисунок 1.4) единичной производительностью технологической нитки 3 млн. м³/сут. В дальнейшем после первичной модернизации технологического оборудования, заключавшейся в установке в верхней части абсорбера

фильтр-патронов, производительность абсорбера была увеличена до 5 млн. м³/сут (Рисунок 1.5).

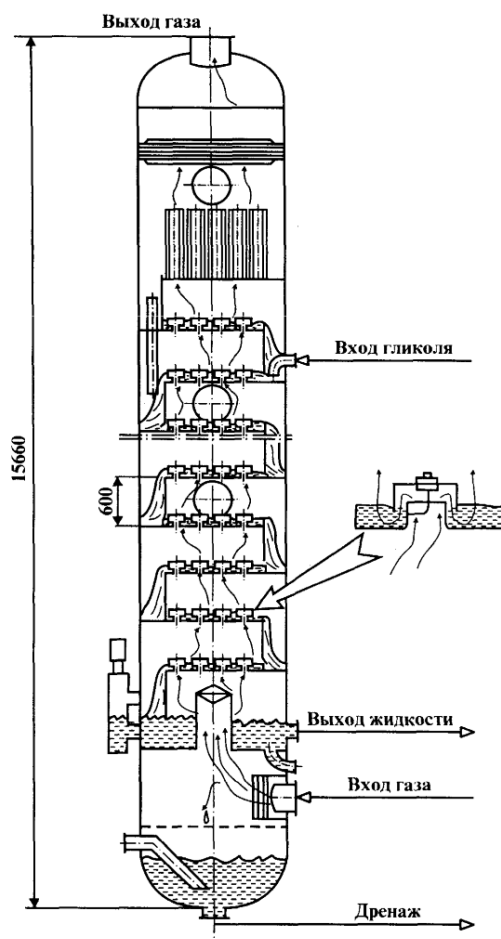


Рисунок 1.5 - Схема абсорбера ГП-252

В целях экономии производственных площадей и уменьшения металлоемкости оборудования на УКПГ-5 Уренгойского месторождения были размещены многофункциональные аппараты (МФА) осушки газа, рис. 3.2, производительностью 5 млн. м³/сут (абсорбер ГП-365 диаметром 1200 мм и высотой 16м, (Рисунок 1.6), включающие сепарационную, массообменную и фильтрационную части в одном аппарате [1,2].

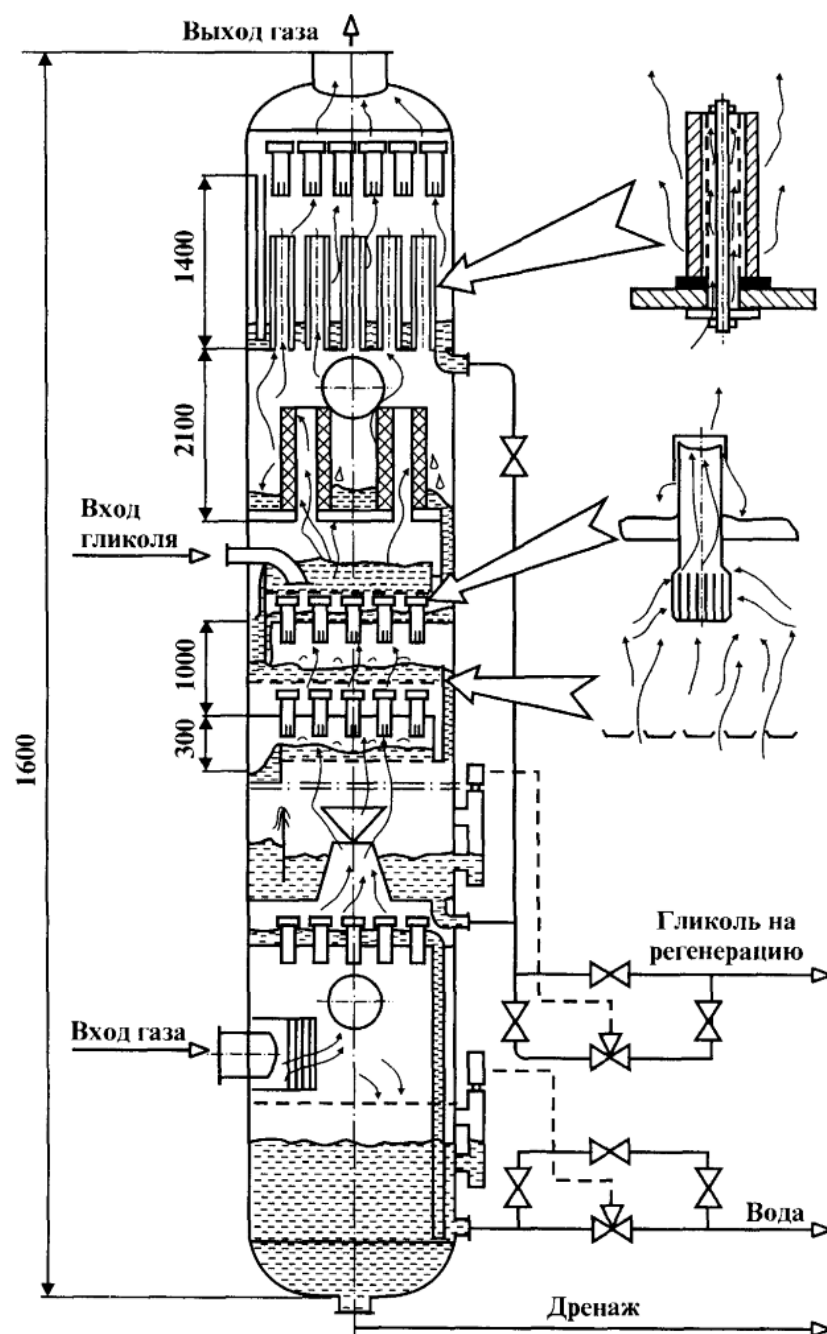


Рисунок 1.6 - Схема абсорбера ГП-365

В настоящее время на Уренгойском месторождении на УКПГ 5-10 эксплуатируются 90 МФА проектной производительностью 5 млн. м³/сут. Типовая конструкция ГП-365 представляет собой колонну, функционально разделенную на три секции: сепарации, абсорбции и секции улавливания гликоля. Первая по ходу газа секция сепарации состояла из сепарационной тарелки, оснащенной 86 сепарационными

центробежными элементами диаметром 60 мм (ГПР-202 по спецификации АО ЦКБН). Массообменная секция состояла (в проектном варианте) из пяти контактных ступеней, каждая из которой включала ситчатую тарелку с отверстиями 6 мм и сепарационную тарелку с центробежными элементами. Следующая по ходу газа секция улавливания гликоля, состоящая из 54 фильтр – патронов с намоткой из фильтрующего материала и рукавной сетки, служит для очистки осушенного газа от капельного гликоля. Слив уловленного в секции коагуляции гликоля осуществляется по наружной переточной трубе на полуглухую тарелку абсорбционной секции. [2].

1.3.3 Низкотемпературная сепарация (НТС)

Одним из самых распространенных методов подготовки газа и одним из менее затратных на начальных этапах разработки залежи газа, является метод низкотемпературной сепарации, так как из-за значительного давления от 100 до 150 атм., которое можно преобразовать в холод при дросселировании. Низкотемпературная сепарация (НТС), является самой эффективной и часто используемой технологией обработки продукции газовых скважин, она требует минимум материальных затрат и при этом обеспечивает приемлемые показатели степени обработки газа. Цениться этот метод за простоту в эксплуатации и обслуживании. Как правило, основная технология включает в себя несколько сосудов под давлением (сепараторы), несколько теплообменников и дроссель (или турбодетандер).

Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;

- охлаждение газа за счет дросселирования потока, здесь могут использоваться дроссель (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль.

Сырой газ со скважин поступает во входной сепаратор, где отделяется жидкая фаза (пластовая вода с растворенными ингибиторами и сконденсировавшийся углеводородный конденсат). Отсепарированный газ направляется в рекуперативные теплообменники 1 для рекуперации холода с дросселированного потока газа. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменником впрыскивают ингибитор гидратообразования (гликоль или метанол). Охлажденный газ из теплообменников поступает на дроссель или детандер, где за счет дросселирования (или детандирования) падает температура потока. После охлаждения в газ поступает в низкотемпературный сепаратор, где из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования. Сухой газ из низкотемпературного сепаратора проходит через рекуперативный теплообменник 1, где нагревается и далее поступает в рекуперативный теплообменник 2, где нагревает отходящую жидкую фазу из НТС и только потом подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза из низкотемпературного сепаратора нагревается в рекуперативном теплообменнике 2 и далее поступает в трехфазный сепаратор, откуда газ выветривания отправляется либо на факел, либо используется на собственные нужды. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу трехфазного сепаратора, направляется на регенерацию, а конденсат - на дальнейшую стабилизацию на установку стабилизации конденсата (Рисунок 1.7)

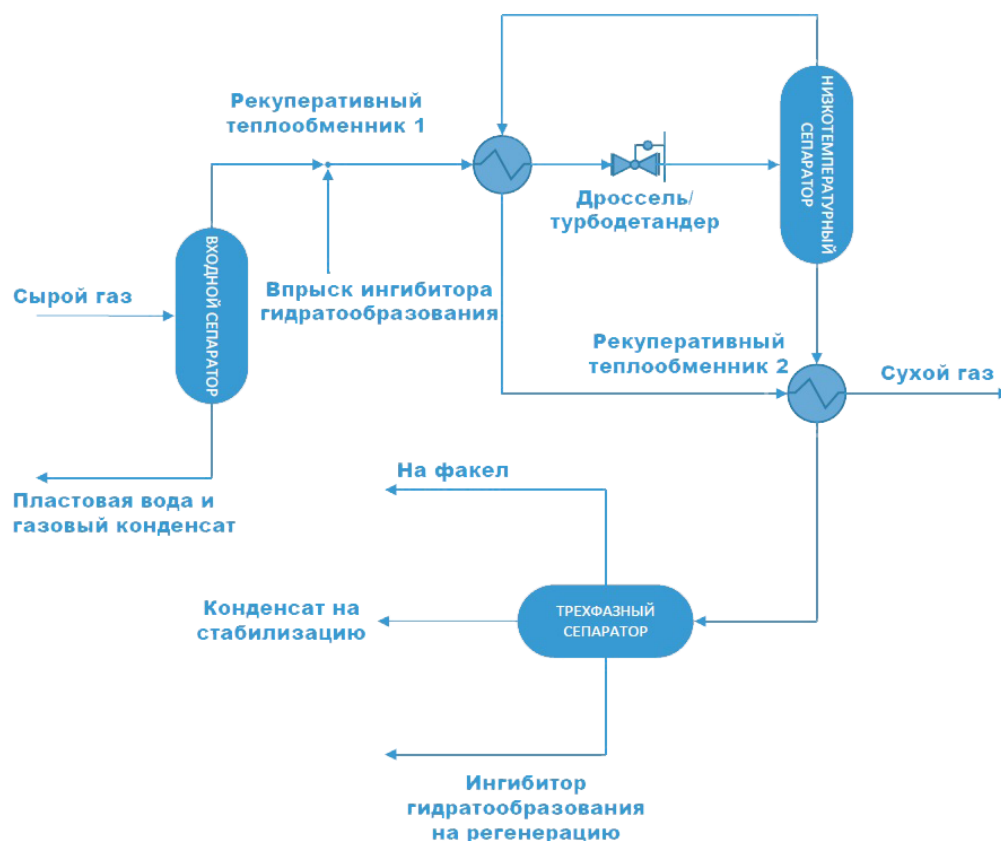


Рисунок 1.7 - Типичная схема установки низкотемпературной сепарации (НТС)

При всех достоинствах данного метода существует очень большой минус. Из-за постепенного падения давления добываемого газа в течение пяти лет после начала разработки метод низкотемпературной сепарации утрачивает свое главное свойство воспроизводить дешевый холод. Таким образом, мы приходим к выводу, что подобный метод обработки газа перед его отправкой в магистральные трубопроводы малоэффективен, так как не всегда достигаются требования по подаче газа. К другим минусам из низкотемпературной сепарации стоит отметить, низкое извлечение конденсата — извлекается лишь только конденсат, находящийся в жидком состоянии. Большая часть тяжелых углеводородов остается в газе, по причине этого не получается дойти до нужной температуры точки росы по углеводородам. В первую очередь, это негативно влияет на получение прибыли предприятия, а также ведет к проблемам при обслуживании трубопроводов. [3]

2 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИНОЙ ПРОДУКЦИИ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Количество технологических линий (потоков) и их назначение

Газовые скважины УКПГ-1У сгруппированы в 29 кустов по 3, 4, 6, 7 шт. эксплуатационных скважин. Общее количество скважин – 163 шт., из них:

- 146 эксплуатационных;
- 5 наблюдательных на КГС;
- 7 наблюдательных одиночных;
- 2 пьезометрические;
- 3 поглощающие.

Эксплуатационные скважины предназначены для добычи газа сеноманской залежи, подъёма его на поверхность по стволу скважин к устью, подачи через отводы фонтанной арматуры по манифольду в газосборный коллектор.

Наблюдательные скважины предназначены для наблюдения за перемещением газоводяного контакта (ГВК), а также для точных замеров пластового давления.

Пьезометрические скважины предназначены для проведения наблюдений за изменением в них пластового давления путем регистрации уровня жидкости в стволе, непосредственного измерения пластового давления глубинным манометром или замера давления на устье.

Поглощающие скважины предназначены для захоронения сточных вод, образующихся в процессе производственно-хозяйственной деятельности промысла в поглощающий сеноманский горизонт.

2.2 Система промысловых трубопроводов и участок комплексной подготовки газа Газового промысла № 1УХ нефтегазоконденсатного месторождения.

Имеется 20 газопроводов-шлейфов. Схема сбора газа лучевая и коллекторная. Прокладка газопроводов шлейфов - подземная. Предназначена для подачи газа от 29 кустов скважин на установку комплексной подготовки газа.

Установка комплексной подготовки природного газа представляет собой два технологических модуля, где происходит очистка и осушка газа перед его транспортировкой в магистральном трубопроводе. Технологический модуль имеет в своем составе:

- здание переключающей арматуры (ЗПА), обеспечивающая подачу газа на установку комплексной подготовки газа, прекращение подачи, сброс и продувку из шлейфов, контролирование и редуцирование давления.
- цех осушки газа (ЦОГ). Предназначен для очистки и осушки природного газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».
- цех регенерации ДЭГа и здание огневых регенераторов. Обеспечивающие регенерацию диэтиленгликоля, после абсорбера, насыщенного влагой. Общая производительность цеха доходит до 16,5 т/ч по НДЭГу.
- узел редуцирования газа собственных нужд. Узел предназначен для снижения давления топливного газа перед его подачей потребителям и учёта топливного газа замерными устройствами.
- площадка сепараторов низкотемпературных. Два сепаратора, предназначенные для очистки топливного газа от жидкости и механических примесей.

Кроме объектов технологических модулей в составе УКПГ имеется:

- пункт хозрасчетного замера газа, содержит три замерные нитки. Линии предназначены для хозрасчётного замера товарного газа после цеха подготовки газа.
- установка регенерации метанола, размещенная в двух зданиях и предназначенная для регенерации метанола с промыслов ХНГКМ. Три технологические линии каждая производительностью метанола с массовой концентрацией 15% - 5т/ч. Установка обеспечивает конденсацию метанола от 90 до 96%.
- площадка выпарных колонн, предназначенная для ректификации метанола из водного раствора при низком избыточном давлении ($\approx 0,05$ МПа) и температурах низа от 109°C до 111°C и верха - 68 ÷ 75°C а также для сбора (отделения) и отвода неиспарившихся фракций углеводородного конденсата с помощью узла конденсатоотводчика. Состоит из трех выпарных колонн.
- площадка АВО метанола, имеет в составе 3 аппарата воздушного охлаждения. Предназначены для охлаждения и конденсации паров метанола, поступающих с верха в сборный резервуар.
- площадка расходных емкостей метанола. Имеет в составе блок трапа насыщенного метанола, 4 резервуара насыщенного метанола, 4 резервуара регенерированного метанола. Предназначена для обеспечения буферных объёмов метанола и водометанольного раствора, участвующих в технологическом процессе регенерации метанола.
- площадка расходных емкостей ДЭГа и конденсата. На площадке расходных емкостей ДЭГа и конденсата размещены: блок трапа конденсата, два резервуара объёмом по 50м³ для конденсата газа и два резервуара объёмом по 400м³ для ДЭГа. Предназначена для обеспечения буферных объёмов ДЭГа и конденсата, участвующих в технологическом процессе.
- площадка емкостей хлористого кальция и конденсата. На площадке размещены: три ёмкости, объёмом по 50м³ каждая и две ёмкости

объёмом по 4м³ каждая для приготовления 30 % раствора хлористого кальция, а также три емкости объемом по 50м³ каждая для хранения конденсата. Раствор хлористого кальция используется при ремонтах скважин для создания противодавления на продуктивный пласт (предупреждения газонефтеводопроявлений).

- технологическая насосная. В технологической насосной расположены: блок насосов подачи ДЭГа (в блоке 2 насоса); блок насосов для перекачки конденсата (в блоке 2 насоса); блок насосов перекачки ВМР (в блоке 4 насоса); блок насоса (в блоке 4 насоса) подачи метанола на стойки УВИ в ЗПА-1, ЗПА-2 и далее на кусты скважин.

- площадка подогревателей топливного газа включает в себя два подогревателя. Предназначена для нагрева газа собственных нужд перед его охлаждением на узлах редуцирования.

- площадка АВО газа. Состоит из двух блоков АВО газа. Каждый блок имеет в своём составе 6 аппаратов воздушного охлаждения, предназначенные для охлаждения природного газа посредством съема тепла с секций потоком воздуха.

- установка сбросов на свечу.
- свеча.
- площадка горизонтального факела. Предназначена для продувки шлейфов.

- котельная. Предназначена для выработки тепловой энергии.
- газорегуляторный пункт. Имеет в составе регулятор давления, фильтр газовый, предохранительно-запорный клапан, предохранительно-сбросной клапан. Предназначен для подготовки, редуцирования давления, а также отключения подачи топливного газа.

- горелки газовые на РВС-400. Горелки предназначены для выработки тепловой энергии в жаротрубно-контактных подогревателях воды.

- Внутренний газопровод РВС-400. Рраб.=0,3 МПа. Предназначен для подачи топливного газа к газовым горелкам.

- Сепаратор пункта подготовки газа. Имеет в составе 2 сепаратора ГП 1530.02. Предназначены для очистки топливного газа от капельной жидкости перед его подачей на агрегаты ГТЭС-24.
- Внутриплощадочные газопроводы состоят из трубопроводов газа собственных нужд.

2.3 Характеристика исходного сырья, изготавливаемой продукции

2.3.1 Характеристика исходного сырья

Исходным сырьем является природный газ сеноманской газоносной толщи.

Характеристика сырого газа, поступающего на установку осушки газа, приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1- Характеристика сырого газа

Состав газа, % об.				
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂
98,43	0,11	0,02	1,1	0,34
Плотность газа по воздуху, относительная			0,56	
Потенциальное содержание конденсата на начало разработки, г/м ³			0,13 ÷ 0,15	

2.3.2 Характеристика товарной продукции

Получаемая на промысле товарная продукция - очищенный от механических примесей и капельной жидкости природный газ, имеющий следующие основные физико-химические свойства:

- газ без цвета, запаха и вкуса;
- температура кипения - минус 161,6°С;
- температура самовоспламенения - 537° С;
- предельно-допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м³

Товарный газ должен соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

2.4 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта

2.4.1 Фонд эксплуатационных скважин

Через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты осуществляется добыча природного газа. Основными факторами, характеризующими конструктивные особенности скважин Х нефтегазоконденсатного месторождения, являются: надежность и получение задаваемого отбора газа.

Газовые скважины УКПГ-1 У сгруппированы в 29 кустов по 3, 4, 6, 7 шт. эксплуатационных скважин. Общее количество скважин – 163 шт., из них -146 эксплуатационных, 3 поглощающих и 12 наблюдательных, 2 пьезометрические.

Сырой газ через фонтанную арматуру по манифольду поступает в коллектор газосборный и далее по шлейфу транспортируется на УКПГ. На линиях от фонтанной арматуры до ГСК последовательно установлены: замерное устройство, устройство отсекающее, отключающее скважину при порыве шлейфа и задвижка.

Регулирование отбора газа по скважинам осуществляется на основе «Технологических режимов работы газовых скважин», которые ежеквартально корректируются.

Газ, проходя по шлейфам с кустов до установки комплексной подготовки газа охлаждается за счет теплообмена с окружающей средой и дросселирования за счет потери давления на трение.

При условиях насыщения влагой (влажность 100%) при уменьшении температуры природного газа возможно образование гидратов.

Для профилактики гидратообразования и устранения образовавшихся гидратных пробок предусмотрена подача в шлейфы и коллекторы ингибитора гидратообразования - метанола.

Метанол подается из зданий переключающей арматуры через узел впрыска метанола по трубопроводам диаметром 57х4 мм в затрубье скважин и в шлейфы-коллекторы скважин.

2.4.2 Площадка поглощающих скважин

На площадке поглощающих скважин УКПГ-1У поглощающие скважины. Целевое назначение скважин – подземное захоронение под газовую залежь в сеноманский горизонт нормативно очищенных промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод.

Нормативы содержания компонентов состава сточных вод, влияющих на приёмистость поглощающих скважин и токсичность закачиваемых сточных вод:

- взвешенные вещества (мех. примеси) менее 300 мг/дм³;
- нефтепродукты менее 150 мг/дм³;
- диэтиленгликоль менее 4000 мг/дм³;
- метанол менее 40000 мг/дм³;
- окисное железо менее 15 мг/дм³;
- pH от 5 до 8.

Рекомендуемые расходы нагнетания сточных вод в поглощающий горизонт составляют до 200-300 м³/сут в одну скважину. Буферное давление нагнетания закачиваемых стоков в поглощающий горизонт не должно превышать 5,0 МПа. Высокие давления отрицательно сказываются на состоянии цементного кольца в затрубном пространстве скважины, ведут к образованию в нём трещин, зазоров между колонной и внутренней поверхностью цементного кольца. Минимальные давления нагнетания (1 – 2

МПа) обеспечивают достаточно равномерное заполнение пласта – коллектора сточными водами.

Под воздействием развиваемого насосами давления сточные воды по скважинам через фильтровые интервалы поступают в пласт-коллектор и заполняют его поровое пространство, вытесняя пластовые воды и частично смешиваясь с ними.

В работе как правило находится только одна из трёх поглощающих скважин, две другие находятся в резерве. В случае установления давления нагнетания более 5 МПа поглощающая скважина выводится в ремонт, а закачка сточных вод переводится на одну из резервных скважин.

Трубное и затрубное пространство поглощающей скважины, находящейся в резерве, должны быть заполнены незамерзающей жидкостью в интервале распространения многолетнемёрзлых пород. Перевод поглощающей скважины на незамерзающую жидкость производится при любой остановке закачки на срок более 3-х суток, во избежание замерзания воды в скважине и последующего нарушения целостности обсадных и лифтовой колонн.

При переводе поглощающей скважины из режима закачки в резерв или ремонт необходимо: закрыть отсекающую задвижку на линии подачи стоков, рабочую задвижку на фонтанной арматуре, произвести освобождение данной линии от жидкости в приёмную передвижную ёмкость через дренажный вентиль. Подготовить резервную скважину для ввода в эксплуатацию. Перевести подачу стоков по линии в резервную скважину, для чего последовательно открыть отсекающую задвижку, рабочую задвижку на фонтанной арматуре скважины. Скважину, переводимую с закачки в резерв или ремонт, в интервале от статического уровня (на данный момент времени и с поправкой на удельный вес) до глубины 600 м, заполнить незамерзающей жидкостью. Все операции по переводу скважин с режима закачки в резерв или ремонт и наоборот оформляются актами, с указанием причины перевода.

Виды, объекты, содержание и периодичность контроля за подземным захоронением сточных вод на ХНГКМ включают в себя:

- визуальный ежедневный осмотр водоводов с целью исключения утечек из них и их соединений (по всей протяженности водоводов на площадке УКПГ и полигона ЗСВ).
- ежедневные замеры буферного, затрубного и межколонного давлений.
- Ежедневные замеры расхода, давления и температуры сточных вод на выходе насосного оборудования на пульте УКПГ-1У.

2.4.3 Участок комплексной подготовки газа

На УКПГ технологические установки подготовки газа разделены на два автономных блока - модуля, что позволит поэтапно вводить сооружения в эксплуатацию и обеспечивает маневренность в случае аварийных ситуаций.

В каждый блок-модуль входит ЗПА, цех осушки газа, цех регенерации ДЭГа, узел хозрасчетного замера газа. Цех регенерации метанола предусмотрен на УКПГ – 1У и размещается в одном здании. Основные показатели УКПГ-1У представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Основные показатели работы УКПГ-1У:

Количество газа, подаваемого в межпромысловый трубопровод ХНГКМ, млн м ³ /ч (млн м ³ /сут)	0,2 ÷ 4,8 (5 ÷ 115,2)
Давление газа на выходе в межпромысловый трубопровод ХНГКМ, МПа	4,0 – 7,0

Температура газа на выходе в межпромысловый трубопровод ХНГКМ, °С	минус 2 ÷ 15
Температура точки росы газа по воде на выходе в межпромысловый трубопровод ХНГКМ, °С	
в летний период	не выше минус 14
в зимний период	не выше минус 20

2.5 Сооружения основного производства

На сооружениях основного производства УКПГ осуществляется очистка и осушка природного газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010.

На УКПГ применена типовая установка гликолевой осушки газа с использованием технологических блоков разработки АО “ЦКБН”, (г. Подольск), поставляемых комплектно со средствами контроля и автоматизации.

Перед подачей в магистральный трубопровод происходит процесс осушки газа проходит абсорбционным методом, где ингибитором выступает метанол.

Единичная пропускная способность одной технологической линии цеха осушки газа - 10 млн.м³/сут. Количество технологических линий в каждом цехе 6.

Регенерация гликоля - огневая, производительность технологической линии - 16500 кг/ч. Количество линий в каждом цехе - 2.

Регенерация метанола – огневая. В цехе установлено три технологических линии регенерации. Производительность каждой линии по насыщенному метанолу, с концентрацией от 15 % (масс.) - 5000 кг/ч.

2.5.1 Здания переключающей арматуры (ЗПА-1, ЗПА-2)

Газ по шлейфам под давлением 7 Мпа при температуре от 5 до 15°C проходит в входные нити зданий переключающей арматуры (ЗПА-1 и ЗПА-2). Функция входных нитей ЗПА заключается в подаче газа на УКПГ, также прекращение подачи, сброс, продувка газа, контроль и редуцирование давления входного газа.

18 кустов скважин подведены шлейфами к ЗПА-1. 11 кустов к ЗПА-2.

В каждом здании запирающей арматуры расположено 10 входных нитей, а также механизмы управления подачи метанола на кусты и во входные нитки.

Внутри ЗПА на каждой входной нитке последовательно установлены:

- линия продувки шлейфа через кран в общий коллектор и далее через пневмоприводной кран в общий газопровод с двух ЗПА на горизонтальный факел.
- кран пневмоприводной для отключения подачи газа из шлейфа во входную нитку;
- узел впрыска метанола во входную нитку;
- 2 клапана регулирующих для редуцирования давления во входной нитке;
- линия освобождения входной нитки через задвижку в свечной коллектор и далее через задвижку на свечу, или через задвижку на площадку факельных сепараторов;
- для защиты входной нитки от превышения давления на ней установлена линия сброса газа через клапан предохранительный пилотный в общий коллектор и далее на площадку факельных сепараторов;
- кран с ручным приводом для отключения подачи газа из входной нитки в выходной коллектор.

Метанол в каждое ЗПА подается из технологической насосной по двум метанолопроводам на блок фильтров. На каждом метанолопроводе установлено по два фильтра (рабочий и резервный).

От фильтров, через задвижку и кран шаровый метанол распределяется по трубопроводам к УВИ 160-ТМ №1 входных ниток ЗПА-1 и ЗПА-2.

Устройство УВИ 160-ТМ №1 содержит в своём составе:

- входной, байпасный и выходной вентили;
- электромагнитный клапан;
- дроссель;
- редуктор перепада давления;
- сигнализатор перепада давления;
- блок дозирования;
- клапан обратный .

От фильтров (на КГС) после задвижки и крана шарового метанол распределяется по трубопроводам на кусты газовых скважин через аналогичные устройства замера и дозирования метанола (УВИ 250-ТМ №2).

Кроме перечисленного, на входной нитке установлены средства КИП и А, цель которых в обеспечении безопасности (аварийная сигнализация, состояния и защиты от пожаров), измерений, регулирования и управления.

Через входные нитки сырой природный газ поступает в выходной коллектор, который располагается за пределами зданий переключательной арматуры. Входные нитки ЗПА-1 отделены от ЗПА-2 пневмоприводным краном. Оба коллектора оборудованы линиями для сброса газа на свечу через краны пневмоприводные.

Сырой природный газ с выходных коллекторов с каждого ЗПА распределяется в 12 внутренних газопроводов, через которые осуществляется транзит на технологические линии цехов осушки газа. Каждая линия подачи природного газа в цех осушки газа через задвижку оснащена свечными отводами для высвобождения на площадку факельных сепараторов, а через

другие задвижки для сброса на свечу. К каждой линии подсоединен трубопровод для подачи при необходимости метанола в газопровод.

2.5.2 Цеха регенерации ДЭГа

Применение для осушки газа на УКПГ-1У Х месторождения в качестве абсорбента раствора диэтиленгликоля с концентрацией 99,3 % обеспечивает достижение точки росы в минус 20 °С после осушки газа. Многолетние исследования доказали эффективность применения осушки газа в абсорберах придает повышенная концентрация метанола в 99% и выше. Но, если учесть, что при разложении гликолей с образованием побочных веществ (органических кислот) ниже температуры кипения, следует проводить регенерацию при температуре не более 165 °С и под вакуумом.

Цех регенерации ДЭГа состоит из двух независимых технологических ниток. Каждая технологическая нитка включает:

- блок разделителя НДЭГа;
- блок фильтров НДЭГа;
- теплообменник РДЭГ-НДЭГ;
- блок регенератора гликоля;
- 2 испарителя;
- блок разделителя рефлюкса;
- разделитель конденсат-вода;
- печь подогрева теплоносителя-НДЭГа;
- теплообменник газ-ДЭГ;
- блоки насосов и насосные установки;
- емкости;
- фильтрующие элементы.

Регенерация абсорбента осуществляется по следующей схеме(Рисунок2.1).

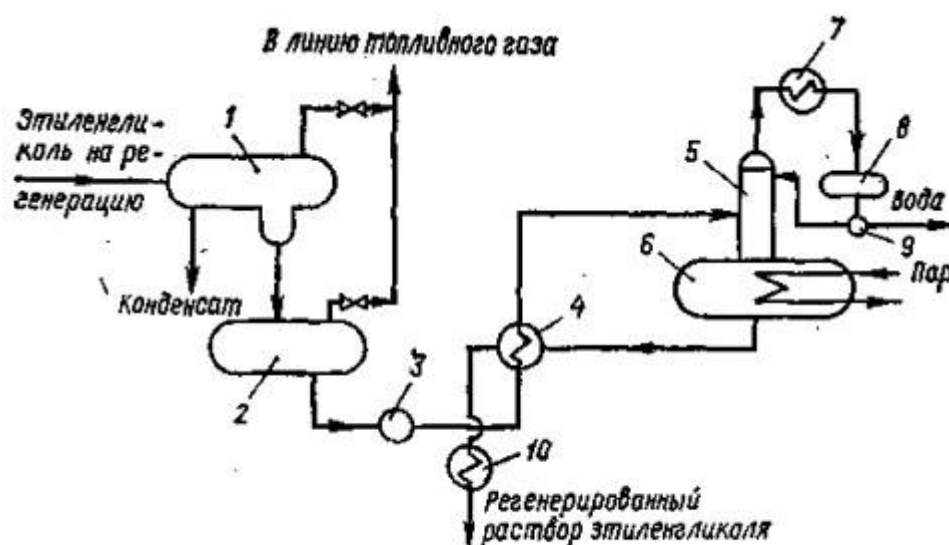


Рисунок 2.1 – Установка регенерации гликоля с паровым подогревом:

1 - фазовый разделитель; 2– сепаратор; 3– фильтр; 4– теплообменник; 5- десорбер; 6-испаритель; 7- конденсатор холодильника; 8- емкость орошения; 9- насос орошения; 10- холодильник

Регенерация абсорбента осуществляется по следующей схеме. Насыщенный диэтиленгликоль (НДЭГ) концентрации 98,0-99,0% массовой концентрации из абсорберов технологического корпуса подготовки газа по трубопроводу с давлением 0,6 МПа поступает в блок разделителя НДЭГа , где происходит дегазация НДЭГа и отделение газового конденсата из смеси. Из разделителя поток НДЭГа через блок фильтров, где гликоль очищается от механических примесей и продуктов разложения, направляется в трубный пучок теплообменников, а часть НДЭГа на орошение блока регенератора гликоля. Циркулируя в трубных пучках теплообменников насыщенный гликоль нагревается потоком РДЭГа до температуры 160°С и поступает в колонну регенератора гликоля.

В результате противоточного движения неравновесных паров и жидкостей на контактных тарелках колонны жидкость обогащается диэтиленгликолем, а пары - водой. С контактных тарелок НДЭГ стекает на глухую тарелку колонны регенератора гликоля, с которой по трубопроводу с температурой 155-175°С направляется в межтрубное пространство испарителя, где нагревается рециркуляционным потоком ДЭГа, движущемуся по трубному пучку, смешивается в этом же испарителе с регенерированным ДЭГом и насосами подается в змеевик печи подогрева гликоля. Выпаренная в испарителе влага (пары воды, газового конденсата) отводится под глухую тарелку колонны регенератора гликоля. В печи подогрева гликоля НДЭГ нагревается до температуры 203°С и часть нагретого ДЭГа, в количестве не более 27800 кг/ч поступает в другой испаритель, где происходит окончательная выпарка влаги. Остальная часть потока гликоля, так называемый рециркуляционный, из печи возвращается в первый испаритель.

РДЭГ с температурой 199°С направляется в кубовую часть колонны регенератора гликоля откуда насосами подается в межтрубное пространство теплообменников, а пары воды и газового конденсата отводятся под глухую тарелку колонны регенератора и далее с верха колонны направляются в воздушный холодильник, где конденсируются и охлаждаются, после чего поступают в разделитель. В теплообменниках РДЭГ охлаждается встречным потоком НДЭГа до температуры 64-72 °С и направляется в емкость. Из емкости РДЭГ насосами подается в теплообменники, где охлаждается до температуры 30°С встречным потоком осушенного газа, циркулирующего по межтрубному пространству, и направляется в коллектор регенерированного ДЭГа и далее в абсорберы цеха подготовки газа.

Разделитель предназначен для разгазирования НДЭГа и отделения от газового конденсата. Разделитель работает по принципу дегазации растворенных газов из НДЭГа при снижении давления и отделения конденсата из-за разницы удельных весов НДЭГа и жидких углеводородов.

Разделитель представляет собой цилиндрический сосуд $\varnothing 2200 \times 10$ мм, длиной 8400 мм со встроенной в верхней части колонкой дегазации $\varnothing 600 \times 8$ мм и высотой 2000 мм. Колонка дегазации представляет собой полый цилиндр с секционным коагулятором по всему сечению.

Газожидкостная смесь через входной штуцер с тангенциальным вводом поступает в колонку дегазирования, где происходит выветривание газа. Газ выветривания проходит секционный коагулятор, где коагулируется и отделяется НДЭГ, уносимый с потоком газа. Выделившийся газ направляется в линию газа на собственные нужды, а НДЭГ стекает в корпус разделителя. Смесь НДЭГа и газового конденсата проходит сетчатый коагулятор, где происходит укрупнение капель газового конденсата и поступает в отделение отстоя. Здесь происходит отделение газового конденсата от НДЭГа из-за разницы удельных весов. Конденсат переливается в конденсатосборник откуда сбрасывается в емкость. НДЭГ поступает в отсек тяжелой фазы откуда направляется в блок фильтров НДЭГа.

Блок фильтров предназначен для очистки НДЭГа от растворенных углеводородов, продуктов разложения и осмоления ДЭГа и механических примесей.

Блок регенератора гликоля предназначен для разделения смесей, т.е. обогащения жидкости ДЭГом, а паров - водой и газовым конденсатом.

Регенератор гликоля представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд $\varnothing 1600 \times 20$ мм высотой 21250 мм.

Блок регенератора ДЭГа состоит условно из трех секций: верхней с регулируемым режимом орошения, средней массотеплообменной и нижней кубовой, служащей для сбора и накопления РДЭГа.

Колонна оснащена четырьмя пакетами регулярных насадок и специальными тарелками между ними, за счет которых происходит распределение потоков орошения и НДЭГа по сечению колонны.

Подаваемый в колонну НДЭГ стекает по контактными устройствам в нижнюю часть колонны. Навстречу потоку жидкости поднимаются пары, подаваемые из испарителей под глухую тарелку.

Пары, поступающие на тарелку с нижележащей тарелки, имеют более высокую температуру, чем стекающая с вышележащей тарелки жидкость. В результате контакта паров и жидкости происходит выравнивание температур, при этом из паров, которые охлаждаются, выделяется в жидкую фазу некоторое количество ДЭГа, а из стекающей жидкости испаряется некоторое количество воды и газового конденсата. В парах по мере их подъема по колонне уменьшается содержание ДЭГа и соответственно возрастает концентрация воды и газового конденсата, а в стекающей жидкости уменьшается количество воды и газового конденсата.

Автоматика, средства контроля и управления регенерацией ДЭГа выполняют следующие функции:

- местное измерение температуры, давления и уровня;
- автоматическое поддержание заданного давления клапаном регулирующим по датчику;
- аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях давления в по команде от датчика;
- автоматическое поддержание заданного уровня жидкости в 30Д-1 клапаном регулирующим по датчику;
- измерение и регистрация уровня НДЭГа. Аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях уровня НДЭГа по команде от датчика;
- измерение и регистрация температуры продукта в 30Д-1;
- местное измерение давления в разделителе 30Р-1;
- автоматическое поддержание заданного давления клапаном регулирующим по датчику;
- аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях давления в по команде от датчика;

- автоматическое поддержание заданного уровня в сборном отсеке НДЭГа клапаном регулирующим по датчику;
- измерение и регистрация уровня в сборном отсеке НДЭГа. Аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях уровня НДЭГа от датчика LT;
- автоматическое поддержание заданного уровня в сборном отсеке конденсата клапаном регулирующим по датчику;
- измерение и регистрация уровня в сборном отсеке конденсата. Аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях уровня конденсата от датчика;
- измерение и регистрация количества НДЭГа, отводимого и емкости;
- измерение и регистрация перепада давления на патронных фильтрах блока датчиком PDT. Аварийная сигнализация при увеличении перепада свыше;
- местное измерение температуры и давления продукта в трубопроводах на входе и выходе;
- измерение и регистрация температуры НДЭГа и РДЭГА на входе и выходе датчиками;
- местное измерение температуры НДЭГа на входе в т/о, РДЭГа на выходе из , давления и температуры НДЭГа на входе в колонну , давления и температуры в испарителе блока;
- автоматическое поддержание заданного давления в линии подвода НДЭГа к колонне регенератора клапаном регулирующим по датчику;
- местное измерение, давления в линии топливного газа на входе и перед горелкой испарителя;
- автоматическое поддержание заданной температуры верха колонны регенератора подачей орошения от насоса клапаном регулирующим по датчику. Измерение и регистрация количества подаваемого орошения замерным устройством;

- местное измерение давления эжектирующего потока РДЭГа на входе и выходе из эжектора, а также давления эжектируемого потока РДЭГа из буферной ёмкости;
- измерение и регистрация расхода эжектирующего потока РДЭГа замерным устройством;
- местное измерение температуры и давления продукта на входе и выходе из аппаратов;
- местное измерение температуры и давления продукта в;
- измерение и регистрация температуры продукта в 30Р-2. Аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях температуры продукта от датчика;
- автоматическое поддержание заданного уровня в сборном отсеке рефлюкса клапаном регулирующим по датчику. Измерение и регистрация уровня рефлюкса в сборном отсеке. Аварийная сигнализация при отклонении уровня за допустимые пределы. Блокировка работы насоса при снижении уровня до минимального;
- автоматическое управление насосом по уровню в сборном отсеке конденсата по датчику. При верхнем уровне насос включается, при нижнем выключается;
- местное измерение давления в блоке;
- блокировка работы насоса при снижении уровня РДЭГа до минимального по датчику;
- измерение и регистрация уровня РДЭГа. Аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях уровня по датчику;
- автоматическое поддержание заданного давления в коллекторе подачи РДЭГа в цех осушки газа клапаном регулирующим по датчику;
- измерение и регистрация концентрации РДЭГа на выходе. Аварийная сигнализация при недопустимых отклонениях концентрации по датчику;

- автоматическое регулирование подвода воды клапаном по датчикам уровня.;
- дистанционное управление и сигнализация состояния электроприводных задвижек, электродвигателей насосов, вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения и погружных насосов дренажных ёмкостей.

2.5.3 Установка регенерации метанола

Установка для регенерации метанола по технологической схеме разделена на два здания: здание цеха регенерации метанола и здание огневых регенераторов. Три технологические линии имеют производительность 5000кг/ч метанола с массовой концентрацией более 15%. При этом обеспечивается концентрация регенерированного от 90 до 96%. Цех регенерации метанола является общим для всех УКПГ на Х НГКМ.

Каждая технологическая линия установки содержит в своем составе следующее оборудование:

- блок дегазатора насыщенного метанола;
- блок разделителя насыщенного метанола и конденсата;
- блок огневой регенерации метанола;
- блок выпарной колонны;
- аппарат воздушного охлаждения;
- блок насосов регенерированного метанола;
- блок насосов откачки конденсационной воды.

Кроме этого, в состав цеха входят ёмкости: дренажная, регенерированного метанола и аварийная, обслуживающие все три технологические линии. Ёмкость размещена в здании цеха. На открытой площадке размещены ёмкость 1 и ёмкость 2.

Раствор насыщенного метанола, поступающего на регенерацию из ЦОГ по внутреннему трубопроводу пройдя электроприводную задвижку, регулирующий клапан проходит в блок дегазации, где при давлении 0,4 Мпа и температуре от 5 до 20°C, происходит выделение растворенного газа. При этом поддерживается требуемое давление на все три технологические линии цеха ренерации метанола.

Из блока дегазатора раствор насыщенного метанола поступает в разделитель под давлением 0,4 Мпа и температуре от 5 до 20°C идет отделение примесей газового конденсата с некоторым выделением растворенного газа.

Из блока раствор насыщенного метанола, поступает по метанолопроводу на последнюю ступень выветривания - в трап площадки расходных емкостей метанола. Конденсат из разделителя отводится на площадку расходных емкостей ДЭГа и конденсата.

Окончательно выветренный насыщенный метанол из технологической насосной по метанолопроводу подается на регенерацию в здание огневых регенераторов. Здесь насыщенный метанол распределяется по трем блокам регенерации. Перед поток метанола проходит через расходомер и клапан регулирующий. Клапан поддерживает заданный расход насыщенного метанола в блок.

Блок регенерации представляет собой агрегат, содержащий в своем составе следующие аппараты:

- испаритель, в котором размещена жаровая камера с горелкой и конвективные трубы, по которым продукты сгорания отводятся в дымовую трубу;
- дымовую трубу испарителя с дефлектором и устройством регулирования силы тяги, установленную на отдельном фундаменте рядом с испарителем;

- буферную емкость, в которой размещен трубчатый змеевик, рекуперирующий тепло отводимой воды для предварительного нагрева, поступающего на регенерацию насыщенного метанола.

Выпарная колонна выделена из блока регенерации и размещена на отдельной площадке рядом с цехом огневых регенераторов.

Аппараты в блоках оснащены следующими коммуникационными линиями:

- линия отвода паров метанола с верха колонны на площадку;
- линия подвода насыщенного метанола;
- линия подвода орошения от насоса в колонну;
- линия отвода регенерированного метанола на площадку расходных емкостей метанола;
- линия подвода топливного газа к горелке испарителя;
- дренажные линии с отключающей арматурой.

На линии подвода орошения в колонну установлены:

- клапан регулирующий, поддерживающий заданную температуру верха колонны;
- отключающие вентили, на входе, выходе и байпасный;

На линии подвода насыщенного метанола установлены:

- клапан регулирующий, поддерживающий заданную производительность блока регенерации по насыщенному метанолу;
- отключающие задвижки, на входе, выходе и байпасная.

На линии отвода регенерированного метанола на площадку расходных емкостей метанола установлены:

- клапан регулирующий, поддерживающий заданный уровень в резервуаре;
- отключающие вентили на входе, выходе и байпасный.

Топливный газ, подведенный от узла редуцирования газа для собственных нужд по линии топливного газа, которая содержит в своем

составе два запорно - регулирующих арматурных узла: штатный и дополнительный, а также отдельный блок управления горелкой – "АГУ".

В блоке регенерации насыщенный метанол проходит рекуперативный подогрев в буферной емкости до температуры $45\div 50^{\circ}\text{C}$ и затем поступает в выпарную колонну. Требуемая температура насыщенного метанола на входе поддерживается клапаном регулирующим, при необходимости перепускающим по байпасу часть холодного метанола.

В колонне происходит противоточная ректификация паров метанола из водного раствора при низком избыточном давлении ($\approx 0,03\div 0,06$ МПа) и температурах низа от 109°C до 111°C и верха - $68\div 70^{\circ}\text{C}$. Пары метанола с верха отводятся по трубопроводу на площадке, где они конденсируются в жидкий регенерированный метанол, поступающий далее в сборный резервуар.

Для поддержания требуемой температуры верха колонны предусмотрена (при необходимости) подача регенерированного метанола с температурой $33 \div 48^{\circ}\text{C}$ в качестве охлаждающего орошения. Подача метанольного орошения производится из резервуара, с помощью блока насосов через расходомер и клапан регулирующий, поддерживающий расход орошения по требуемой температуры верха. Этим же насосом (одновременно с орошением или без него) регенерированный метанол подается по той же линии, но через клапан регулирующий с расходомером, в качестве готового продукта на площадку расходных емкостей метанола. Клапан поддерживает заданный уровень метанола в резервуаре. Кроме того, от насосов предусмотрена подача части регенерированного метанола на рециркуляцию через расходомер и клапан регулирующий в блок регенерации.

Частично истощенный раствор метанола с куба поступает в испаритель где, после нагревания до точки кипения полностью отпаривается от метанола, где он возвращается под нижнюю тарелку в паровой фазе.

Со стенок жаровых труб осуществляется подвод тепла за счет горения газа на горелке для испарения метанола из раствора в испарителе. Дым и другие продукты сгорания при это уходят в дымовую трубу. Вода, отпаренная от

метанола, переливается в емкость буферную, где тепло отдается поступающему на регенерацию насыщенному метанолу и выводится из на всас насоса. Насосом метанольная вода подается по трубопроводу через клапан (поддерживающий заданный уровень в буферной ёмкости) в трубный пучок резервуара площадки расходных емкостей метанола в качестве теплоносителя.

Кроме указанного выше, в кубе колонны предусмотрен сбор (отделение) и отвод неиспарившихся фракций углеводородного конденсата с помощью узла конденсатоотводчика. Конденсат в кубе отстаивается над более тяжелым раствором насыщенного метанола в верхний слой, собираемый поплавковым заборным устройством, от которого конденсат поступает по шарнирному трубопроводу в конденсатоотводчик. Отводчик, не пропускающий газ, пропускает конденсат в трубопровод, по которому конденсат отводится из колонны через кран в ёмкость дренажную.

К горячим технологическим трубопроводам и фильтрам метанола в блоке колонны присоединены четыре противонакипных установки "Импульс-1" предотвращающие образование твердых отложений на нагретых поверхностях.

Автоматика, средства контроля и управления регенерацией метанола выполняют следующие функции:

В дегазаторе.

- местное измерение температуры, давления;
- сигнализация при аварийном отклонении уровня жидкости по датчику;
- автоматическое поддержание заданного давления клапаном по датчику;
- автоматическое поддержание заданного уровня жидкости клапаном по датчику.

• В разделителе.

- местное измерение давления;
- автоматическое поддержание заданного давления клапаном по датчику;
- автоматическое поддержание заданного уровня насыщенного метанола клапаном по датчику;
- автоматическое поддержание заданного уровня конденсата клапаном по датчику;
- сигнализация при аварийном отклонении уровня насыщенного метанола по датчику и конденсата по датчику.
- В здании огневых регенераторов.
- автоматическое поддержание заданного количества насыщенного метанола, подаваемого из насосной в регенератор, клапаном по сигналу от расходомера;
- местное измерение температуры насыщенного метанола на входе в змеевик емкости блока и на выходе из него;
- местное измерение температуры и давления в испарителе блока;
- местное измерение давления в линии подвода топливного газа в 40РД-1;
- измерение температуры регенерированного метанола, подаваемого на орошение;
- местное измерение температуры и давления продукта на входе ;
- измерение и регистрация температуры продукта на выходе, аварийная сигнализация при недопустимых её отклонениях;
- измерение и регистрация количества регенерированного продукта, направляемого насосами в цех огневой регенерации;
- измерение и регистрация количества регенерированного продукта, направляемого из цеха на площадку расходных емкостей;
- автоматический ввод резерва (АВР) при P_{min} продукта на линии нагнетания;

- измерение и регистрация температуры продукта в ёмкостях,;
- аварийная сигнализация при недопустимом повышении уровня продукта в ёмкостях;
- блокировка работы погружного насоса при недопустимом понижении уровня продукта в ёмкостях;
- дистанционное управление и сигнализация состояния электроприводов задвижек, насосов, вентиляторов АВО.

2.6 Технология абсорбционной осушки газа на X месторождении

УКПГ-1У X месторождения, которая имеет 6 совершенно идентичных технологических линий осушки газа, производительностью 10 млн м³/сут каждая. Сырой газ из здания переключающей арматуры (ЗПА) поступает во входной коллектор, из которого по трубопроводам с температурой 5-10°C и давлением 8 МПа направляется в сепарационную зону многофункционального абсорбера, состоящего последовательно из трех вертикальных секций: нижней – сепарационной, средней массообменной и верхней фильтрующей.

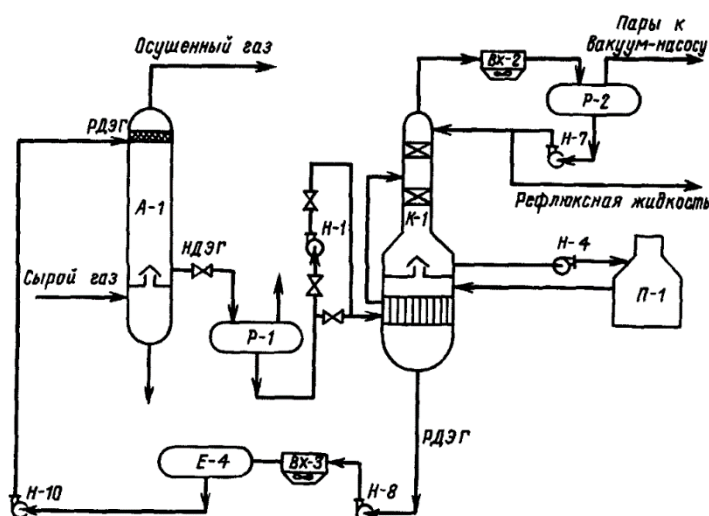


Рисунок 2.2 - Принципиальная технологическая схема установки осушки сеноманского газа на УКПГ-1У

А-1 – абсорбер; К-1–десорбер; Р-1– дегазатор; П-1–печь; Е-4–буферная емкость; ВХ- 2, ВХ - 3– воздушные холодильники; Р- 2 – рефлюксная емкость; Н- 4, Н- 7, Н- 8, Н- 10 – насосы.

В сепарационной части абсорбера сырой газ, за счет резкого снижения скорости и восходящего направления потока освобождается от мехпримесей, конденсата и воды с растворенным в ней метанолом. В сепарационной части абсорбера предусмотрен змеевик подогрева. Отсепарированная жидкость сбрасывается через автоматический клапан в разделительную емкость.

Газ из сепарационной части поступает в массообменную часть абсорбера, где контактирует со встречным потоком ДЭГа с концентрацией на входе в абсорбер 99,5 %. Массообменная часть абсорбера состоит из 5 ситчатых тарелок, на которых происходит интенсивный барботажный массообмен встречных потоков газа и раствора ДЭГа. Между ситчатыми тарелками установлено 5 сепарационных тарелок с мультициклонными сепарирующими элементами, которые значительно снижают унос ДЭГа с ситчатых тарелок потоком газа. Насыщенный раствор ДЭГа собирается на глухой тарелке массообменной секции абсорбера и через клапан-регулятор отводится в емкость.

Осушенный газ из массообменной секции поступает в фильтрующую часть абсорбера, где улавливается уносимый раствор ДЭГа. Фильтрующая часть абсорбера состоит из 121 фильтрующего патрона, выполненных из перфорированной трубы, обернутой в 3 слоя металлической сеткой, затем в 2 слоя стеклотканью и снова металлической сеткой. Для фиксирования фильтропатрона на тарелке в него пропущен металлический стержень, а для герметизации под торец патрона подкладывается резиновая прокладка. Мелкие капли ДЭГа, уносимые с газом, осаждаются на стеклоткани и стекают по наружной поверхности патрона на тарелку, с которой

скопившаяся жидкость по наружной трубе отводится в линию насыщенного ДЭГа, идущую с глухой тарелки.

Фильтрационная часть абсорбера заканчивается сепарационной тарелкой с мультициклонными сепарирующими элементами. Перепад давления на абсорбере контролируется дифманометром, сигнализирующим максимальный перепад 0,1 МПа.

Осушенный газ из абсорбера по трубопроводу проходит через линию хозрасчетного замера и регулирующий штуцер и подается в коллектор осушенного газа. Влажность осушенного газа контролируется после замерной диафрагмы влагомером

С целью исключения протаивания многолетнемерзлых пород вокруг магистрального газопровода и повышения надежности его работы, газ после осушки круглогодично подвергается охлаждению до температуры минус 1-2°С, которая в зимнее время достигается с помощью аппаратов воздушного охлаждения.

В качестве абсорбционного оборудования на УКПГ-1У применяются многофункциональные аппараты, разработанные ЦКБН Минхиммаша (г.Подольск) типа ГП1467 оснащенные насадками «Mellapak 250Y» фирмы «Sulzer Chemtech».

3 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Добываемый газ на ХНГКМ состоит в основном из метана (CH_4) с содержанием конденсата не более $0,3\text{г/м}^3$ и при его подготовке, необходимо лишь обеспечить глубину осушки газа от влаги до точки росы -20°C в зимний период и -14°C в теплый период.

Для охлаждения газа при транспортировке по внутренним и магистральным газопроводам на УКПГ-1У предусмотрена площадка с АВО (аппаратами воздушного охлаждения). После осушки газ охлаждается до температуры -1°C зимой, летом до $12-13^\circ\text{C}$.

На УКПГ-1У размещаются сооружения:

- Здания переключающей арматуры;
- Цеха осушки газов;
- Цех регенерации ДЭГа;
- Цех регенерации метанола;
- Пункты хозрасчетного замера;
- Площадки АВО;
- Склады ДЭГа, конденсата и метанола;
- Факельное устройство;
- Дренажные и аварийные ёмкости.

На УКПГ технологические установки подготовки газа разделены на два автономных блока - модуля, что позволит поэтапно вводить сооружения в эксплуатацию и обеспечивает маневренность в случае аварийных ситуаций.

В каждый блок-модуль входит ЗПА, цех осушки газа, цех регенерации ДЭГа, узел хозрасчетного замера газа. Цех регенерации метанола предусмотрен на УКПГ – 1У и размещается в одном здании.

3.1 Здание переключающей арматуры

Здание переключающей арматуры (ЗПА) предназначено для:

- Подключения коллекторов от кустов к рабочему коллектору, по которому газ подается на осушку;
- регулирования давления на входе в цех осушки;
- дистанционного отключения коллектора от цеха осушки газа и переключение на факельный коллектор;
- защиты цеха осушки от превышения давления;
- распределения ингибитора гидратообразования по кустам эксплуатационных скважин;
- временной подачи неосушенного газа в магистральный газопровод по обводному коллектору при аварийной остановки цеха осушки газа.

На каждом коллекторе газа установлен пробкоуловитель разработанный ЦКБН для улавливания мехпримесей и залповых выбросов воды из коллекторов. В каждом здании расположено от 7 до 10 технологических линий, на которых установлены арматура с дистанционным управлением, пробкоуловитель, регуляторы давления, предохранительные устройства. На обводном коллекторе предусмотрено замерное устройство.

Для уменьшения сброса с предохранительных клапанов предусмотрено автоматическое отключение шлейфов входными кранами при 5%-м превышении давления.

В здании установлены панели распределения метанола. Для механизации грузоподъемных работ при ремонтах в здании установлена ручная таль грузоподъемностью 1т.

3.2 Цех осушки газа

Из ЗПА по коллекторам диаметром 1000 мм газ поступает в цех осушки газа (ЦОГ).

Каждый цех осушки включает 6 технологических линий производительностью 10 млн м³/сут каждая. Для равномерной загрузки на каждой технологической линии осушки газа предусмотрена установка замерного устройства и регулятора давления. Осуществляется контроль точки росы газа на выходе осушки газа. На выходе и входе установлены краны с дистанционным управлением, которые позволяющие осуществить остановку цеха в случае непредвиденной ситуации. Предусмотрено освобождение каждой технологической линии на факел.

Принципиальная технологическая схема установки подготовки газа приведена в приложении А

Добытый природный газ, из системы сбора, направляется во входной коллектор установки комплексной подготовки газа. Очищенный в пылеуловителе газ распределяется по автоматизированным технологическим линиям цеха осушки газа, которые имеют в своем составе многофункциональные аппараты обработки газа с производительностью 10 млн.м³/сут, и замеряющие устройства расхода газа. Пылеуловители улавливают при поступлении из системы сбора жидкости и механических примесей.

В МФА природный газ проходит в ступени сепарации, массообмена фильтр гликоля и затем через замерное устройство поступает в коллектор для сухого газа. Регенерированный гликоль, концентрацией от 96 до 99%, в количестве от 5 до 8 кг/тыс.м³ подается для требуемой осушки газа согласно СТО Газпром 089-2010. Раствор насыщенного диэтиленгликоля сбрасывается в выветриватель.

3.3 Узел хозрасчетного замера газа

Замерное устройство узла расположено в отопляемом блок боксе, отключающая арматура - на открытой площадке. Замерный узел представляет собой три замерные линии диаметром 1020 мм, одна из которых резервная. Каждая нитка состоит из замерной диафрагмы и пневмоприводных кранов. Линии предназначены для замера газа после цеха подготовки газа. После замера газ из всех ниток собирается в коллектор, после чего поступает на площадку аппаратов воздушного охлаждения (АВО)

3.4 Установка охлаждения газа

Газ после осушки в ЦОГ, пройдя через хозрасчетный замер направляется по коллекторам через краны пневматические на площадку аппаратов воздушного охлаждения. Температура охлаждения газа в зимнее время до -2°C . При этом краны закрыты.

На площадке АВО аппараты воздушного охлаждения расположены по 6 парных аппаратов в две группы. Подводящие трубопроводы имеют дренажные отводы. Трубопроводы отвода снабжены дренажными и свечными отводами. Они подключены к аппаратам АВО через шаровые краны параллельно. Температура газа регулируется включением или выключением части вентиляторов АВО.

После охлаждения на площадке аппаратов воздушного охлаждения газ собирается в коллекторы, по которым направляется через краны пневмоприводные в нитки коллекторов подключения к межпромысловому трубопроводу ХНГКМ.

3.5 Цех регенерации ДЭГа и цех регенерации метанола

На УКПГ-1У предусмотрено 2 цеха. Цех регенерации ДЭГа состоит из двух технологических линий производительностью от 15 до 30 м³/час каждая. Компоновка оборудования в цехе двухъярусная. Здание оборудовано грузоподъемным устройством.

Раствор НДЭГа поступающий из цеха осушки газа направляется в цех регенерации и направляется на дегазацию, где в блоке происходит выделение растворенного газа из раствора насыщенного диэтиленгликоля.

Из блока дегазатора выветренный НДЭГ направляется в разделительный блок, где он отстаивается от конденсата и дополнительно выветривается.

Из блока углеводородный конденсат поступает в блок фильтров, где проходит, очищаясь от мехпримесей и солей, через фильтрующие устройства.

После блока поток НДЭГа делится на две части.

Насыщенный диэтиленгликоль, нагретый в рекуперативных теплообменниках отправляется в буферную емкость через отключающую задвижку, где нагреваясь из-за, тепла, выводимого регенератором РДЭГа поступает на распределительную тарелку верхней насадочной секции колонны.

В колонне насыщенный диэтиленгликоль входит в контакт с парами воды, метанола и остаточных углеводородов, которые поднимаются вверх. В результате происходящего тепло и массообмена между паром и жидкостью создается улавливание частиц ДЭГа из водяных паров и метанола.

Из колонны частично регенерированный ДЭГ попадает из колонны в испаритель, в котором происходит отпарка примесей в виде воды, метанола и углеводородов при температуре от 140 до 160°С до заданной концентрации в 99%.

Затем регенерированный диэтиленгликоль, производительностью 10000кг/ч направляется в аппарат периодического действия- солесборник.

В сборнике солей происходит выпадение пластовых солей, а также продуктов разложения, выделившихся в результате термического воздействия. После чего РДЭГ отводится в емкость буферную.

После рекуперативного охлаждения в теплообменниках, регенерированный гликоль поступает в блок ёмкости РДЭГа. Из ёмкости РДЭГ поступает, проходя дополнительную фильтрацию, на всас насосов блока, которыми РДЭГ подается с давлением $4,6 \div 8,1$ МПа на установку осушки газа в абсорберы.

Установка для регенерации метанола разделена на два здания: здание цеха регенерации метанола и здание огневых регенераторов. Три технологические линии имеют производительность $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ метанола с массовой концентрацией более 15%. При этом обеспечивается концентрация регенерированного от 90 до 96%. Цех регенерации метанола является общим для всех УКПГ на Х НГКМ.

3.6 Анализ работы абсорберов

На ХНГКМ используются абсорберы типа ГП-1467, конструкция которых состоит из абсорбционной и фильтрующей секции. Отсутствие входной сепарационной ступени в аппаратах ГП1467, обусловлено тем что перед абсорберами применяются входные сепараторы. Более надежным аппарат при изменениях технологического режима делает увеличенный объём емкости для сбора насыщенного диэтиленгликоля.

Но, как и все механизмы имеет свои недостатки:

- Наличие критического режима производительности, который наступает при меньших расходах, чем номинальная производительность;
- Ограниченный по времени ресурс непрерывной работы.

Оба этих недостатка являются следствием особенностей функционирования инжекционных контактно-сепарационных элементов, массообменных тарелок и фильтр-патронов и проявляются в большей или меньшей степени в зависимости от производительности аппарата. Поскольку в аппаратах ГП-1467 на тарелках расположено меньше элементов, то и недостатки проявляются ярче.

Целью модернизации аппаратов типа ГП-1467 является увеличение производительности до 12 млн м³ газа в сутки и обеспечение ее качественной осушкой газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010. Результаты сравнительных испытаний (таблица 3,1) показали, что отечественная регулярная насадка по техническим параметрам не уступает закупленной по импорту насадке фирмы «Sulzer Chemtech», а по уносу абсорбента на фильтрующую секцию даже превосходит зарубежный образец и составляет 0,28-0,32 г/1000м³ газа против 0,25-1 г/1000м³ газа зарубежной насадки.

Кроме того, насадка «Mellapak 250Y» (Рисунок 3.1) фирмы «Sulzer Chemtech» достаточно сложна в изготовлении, так как состоит из отдельных структурообразующих элементов. Особенностью данной насадки является также необходимостью качественного распределения жидкостных потоков по сечению аппарата.

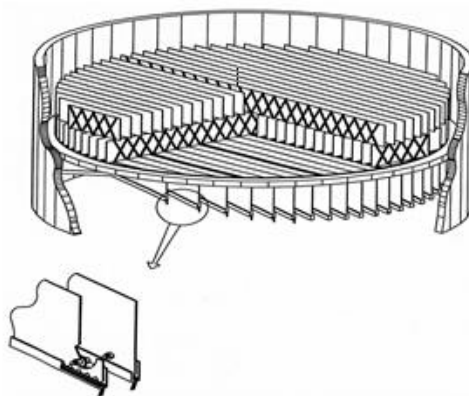


Рисунок 3.1 - насадка «Mellapak 250Y» фирмы «Sulzer Chemtech»

По результатам испытаний абсорберов, модернизированных насадкой «Sulzer» и различной по конструкции верхней фильтрующей секции абсорберов, проведенных на расходах газа до 495 тыс м³/час установлено, что эффективность работы модернизированных абсорберов на нагрузках, превышающих проектные для не модернизированных аппаратов, обеспечивает унос жидкости в пределах нормы. Средний унос по УКПГ-1У составил 8 г/1000м³.

Таблица 3.1 - Результаты сравнительных испытаний абсорберов

Технические показатели	Наименование абсорбера		
	Базовый абсорбер с массообменными элементами ГП 778.00.000	Абсорбер осушки газа с регулярной пластинчатой насадкой ДАО ЦКБН ГПР 3056.00.000	Абсорбер осушки газа с регулярной насадкой «Mellapak 250Y»
Диаметр аппарата, мм	1800	1800	1800
Производительность аппарата по газу, м ³ /сут	10	9,98-10,8	9,98-10,8
Количество гликоля, м ³ /час	1,5	1,5	1,52
Рабочее давление, МПа	9	6,13	6,12

Температура рабочая, °С.	От 5 до 40	13	12,5
Точка росы осушенного газа по влаге, °С.	-20	-20,2	-18
Унос гликоля из аппарата ,г/1000м ³ газа	15	0,31-0,38	0,255-0,32
Количество гликоля,улавливаемого фильтр-коалисцирующей ступенью, /1000м ³ газа	200-800	0,275-0,32	0,247-99
Фактор скорости по аппарату	3,63	4,35-0,063	-
Сопротивление аппарата, кгс/см ²	0,2	0,04-0,063	0,118-0,141
Относительная стоимость	0,4	0,7-1	1-1,3

На ГП-1У ХНГКМ предлагается заменить в абсорберах пластинчатые насадки «Mellapak 250У» созданную фирмой «Sulzer Chemtech» на более совершенную пластинчатую регулярную насадку Российской фирмы ДАО ЦКБН. Основное отличие ЦКБН в том, что на насадке этой фирмы установлены направляющие жгуты для потоков газа и жидкости.

Из всего этого сделаем вывод, что регулярные насадки фирмы ДАО ЦКБН обеспечивают диапазон эффективности работы и увеличение производительности массообменного оборудования в полтора раза, позволяют снизить потери гликоля, уносимого газа более чем в 5 раз, (с 15 до 1-3 г/м³ газа) и увеличить межремонтный период эксплуатации фильтрующей секции в 5-6 раз, что в последствии позволяет отказаться от фильтр-патронов, снижается гидравлические потери в аппарате с 0,1- до

0,01Мпа, а также обеспечивают качество подготовки природного газа в соответствии с СТО Газпром 089-2010.

Созданное отечественное абсорбционное оборудование с регулярной насадкой, соответствует мировому уровню и не уступает ведущим зарубежным аналогам, в частности, новейшим разработкам мирового лидера в области создания колонного оборудования фирмы «Sulzer Chemtech», стоит для заказчика на 15% дешевле импортного образца при увеличении срока службы в 2,5 раза по сравнению с зарубежными аналогами.

Низкое гидравлическое сопротивление и высокая эффективность структурированных насадок использовать их как при высоких давлениях (в абсорберах), так и при пониженных, в том числе вакуумных аппаратах (регенераторах гликоля-десорберах). В связи с малым выносом жидкости из конечных сепарационных ступеней абсорберов осушки газа, выполняемых на базе регулярной пластинчатой насадки, указанные насадки могут использоваться в сепараторах с промывочными секциями, так как сокращение уноса практически на порядок позволит исключить секцию промывки газа рефлюксной водой, тем самым сократить капитальные эксплуатационные затраты при сохранении качества очистки газа.[5]

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Савченко Сергею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 40 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1% согласно ст. 425 НК РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители результатов исследования. Анализ конкурентных технических решений. SWOT-анализ.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Составление морфологической матрицы.
3. Планирование научно-исследовательских работ	Структура работ в рамках научного исследования. Определение трудоемкости выполненных работ. Разработка графика проведения научного исследования. Бюджет научно-технического исследования. Расчет материальных затрат НИ. Основная заработная плата исполнителей темы. Дополнительная заработная плата исполнителей темы. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления). Накладные расходы. Формирование бюджета затрат НИ.
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. Расчет показателей ресурсоэффективности
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. 2. Матрица SWOT-анализа. 3. Морфологическая матрица. 4. Календарный план-график проведения исследовательской работы.	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2020
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.т.н.		31.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Савченко Сергей Сергеевич		31.03.2020

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе представлена и описана технологическая схема сбора и подготовки скважинной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении.

Проанализировав работу уже функционирующего абсорбера, можно сделать вывод, что данный абсорбер работает в нормальном режиме, но не обеспечивает необходимое качество газа, поступающего по магистральному газопроводу до потребителей. Так как влагосодержание его на выходе из УКПГ значительно превышает требуемое влагосодержание $0,03 \text{ г/м}^3$. На основании данного анализа, мною было предложено модернизировать данный абсорбер регулярной насадкой Российской фирмы ДАО ЦКБН. Произведенный технологический расчет показал, что аппарат будет работать так же в стабильном режиме и обеспечивать необходимую степень очистки и осушки газа, так как влагосодержание газа на выходе из модернизированной системы УКПГ-1У составит $0,004 \text{ г/м}^3$

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: модернизация действующих абсорберов регулярной насадкой ДАО ЦКБН.

Целевой рынок: газодобывающие компании

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования		
		Расчет и подбор технических характеристик регулярной насадки	3D модель и анализ работы абсорбера модернизированного регулярной насадкой	Конструирование абсорбера с новыми свойствами.
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

 - компания X1,  - компания X2,  - компания X3.

Анализ сегментирования рынка показал, что данная технология будет востребована у крупных с средних компаний, так как она существенно повлияет на качество поставляемого газа в магистральные трубопроводы.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих технологий необходимо проводить систематически. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование. Важно реалистично оценивать сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _Ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _Ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,1	3	2	2	0,3	0,2	0,2
Продолжение таблицы 4.2							
2. Ремонтопригодность	0,13	2	2	3	0,27	0,26	0,4
3. Надежность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
4. Простота ремонта	0,12	4	2	2	0,47	0,34	0,24
5. Удобство в эксплуатации	0,11	3	3	2	0,31	0,25	0,43
6. Уровень шума	0,08	4	3	4	0,33	0,32	0,16
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность продукта	0,08	4	3	3	0,13	0,06	0,08
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	4	3	2	0,31	0,06	0,15
3. Цена	0,07	4	3	3	0,4	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	2	4	0,28	0,13	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,02	4	4	3	0,26	0,26	0,18
6.Наличие финансирования	0,06	4	2	3	0,08	0,04	0,06
Итого	1	39	38	34	3,2	2,95	3

БФ – Модернизация абсорбера регулярной насадкой ДАО ЦКБН;

Бк1 – Модернизация абсорбера металлической сетчатой насадкой;

Бб – Модернизация абсорбера универсальной насадкой «Peton».

По таблице 4.2 видно, что наиболее эффективный вариант модернизации абсорбера регулярной насадкой, так как насадка обладает более высоким сроком службы и более низкой ценой при прочих равных характеристиках.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 4.3 –Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Постоянное повышение квалификации. С2. Наличие работников, имеющих опыт работы С3.Наличие проверенных поставщиков. С4. Высокое качество продукции С5.Возможность усовершенствования оборудования	Сл1.Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. Сл2.Большая степень износа оборудования.

Возможности: В1. Малое количество посредников. В2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. В3. Высокое качество поставляемых продуктов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов. 2. Оптимизация количества посредников 3. увеличение спроса и возможность выхода на новые рынки сбыта	Слабые стороны и возможности: 1. Создание системы мотивации для сотрудников 2. наработка укрепления преимуществ продукта 3. модернизация оборудования 4. внедрение новых технологий 5. выбор оптимального поставщика
Угрозы: У1. Повышение требований к качеству продукции. У2. Сбои в поставках сырья и оборудования	Сильные стороны и угрозы: 1. Внедрение менеджмента качества. 2. выбор оптимального поставщика	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему

требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор направления исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Изучение литературы	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Анализ технологии	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} ,$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} ,$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 100$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 100 - 15} = 1,46 ,$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дн.	t_{max} , чел-дн.	$T_{\text{ож}}$, чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3

Выбор направления исследования	6	10	7,6	Руководитель	8	12
Подбор и изучение литературы по теме	7	14	9,8	Дипломник	10	15
Календарное планирование работ по теме	1	2	2	Руководитель, дипломник	1	2
Проведение расчетов по поиску оптимальной технологической схемы	15	20	17	Дипломник	17	25
Расчеты эксплуатационных характеристик модернизированного абсорбера	5	10	7	Дипломник	7	10
Оценка результатов исследования	2	5	3,2	Руководитель, дипломник.	3	4
Составление пояснительной записки	5	10	7	Руководитель, дипломник.	7	10

На основе таблицы 4.5 строим план- график, представленный в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Календарный план-график проведения исследовательской работы

№ рабо т	Вид работ	Исполните ли	Т _{кј} , кал.дн и	Продолжительность выполнения работ											
				Фев		Март			Апрел ь			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	3	4	
1	Составлени е ТЗ	Руков.	3		■										
2	Выбор направлени я	Руков.	12		■	■	■								
3	Изучение литературы	Дипл.	15				□	□	□						
4	Планирован ие работ	Руков. дипл.	2					■	□						

4.3.5 Расчет материальных затрат НТИ

Включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции;

- покупные материалы, используемые в процессе создания научно-технической продукции для обеспечения нормального технологического процесса и для упаковки продукции или расходуемых на другие производственные и хозяйственные нужды (проведение испытаний, контроль, содержание, ремонт и эксплуатация оборудования, зданий, сооружений, других основных средств и прочее), а также запасные части для ремонта оборудования, износа инструментов, приспособлений, инвентаря, приборов, лабораторного оборудования и других средств труда, не относимых к основным средствам, износ спецодежды и других малоценных и быстроизнашивающихся предметов;

Таблица 4.7 – Материальные затраты и затраты на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Ноутбук	шт.	1	80.000	80.000
Насадка	шт.	5	1000000	5000000
Итого (1 исполнение)				5080000
Итого (2 исполнение)				5100000
Итого (3 исполнение)				5150000

При этом исключается стоимость возвратных отходов из затрат на материальные ресурсы.

Возвратные отходы- остатки материальных ресурсов утратившие (или частично утратившие) качества исходного продукта.

4.3.6 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 4.8 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Составление ТЗ	Руководитель, дипломник	3	4	6	3,5	3,5	3,5	10,5	14	21
2	Выбор направления	Руководитель	2	3	5	3,5	3,5	3,5	7	10,5	17,5
3	Изучение литературы	дипломник	14	15	16	0,5	0,5	0,5	7	7,5	8
4	Планирование работ	Руководитель	6	7	8	3,5	3,5	3,5	21	24,5	28
5	Проведение расчетов по поиску	дипломник	10	11	12	0,5	0,5	0,5	5	5,5	6
6	Расчеты эксплуатации	дипломник	12	12	13	0,5	0,5	0,5	6	6	6,5

7	Оценка результатов	Руководитель, дипломник	2	3	3	4	4	4	8	12	12
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник	6	7	6	4	4	4	24	28	24
Итого:									88,5	108	120

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп};$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p,$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d},$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня = 11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	дипломник
Календарное число дней	129	129
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	22	22
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	107	107

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,4 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 24000 руб., для дипломника (степень отсутствует) – 15000 руб.

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	24000	0,3	0,4	1,3	53040	2478,5	19	47091,5
Исполнитель	15000	0	0	1,3	19500	911,2	47	42827
Итого $З_{\text{осн}}$								89918,5

Таблица 4.11 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	24000	0,3	0,4	1,3	53040	2478,5	24	59484

Исполнитель	15000	0	0	1,3	19500	911,2	52	47382
Итого $Z_{\text{осн}}$								106866

Таблица 4.12 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	24000	0,3	0,4	1,3	53040	2478,5	28	69398
Исполнитель	15000	0	0	1,3	19500	911,2	56	51027
Итого $Z_{\text{осн}}$								120425

4.3.7 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 47091,5 = 6121,8 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 42827 = 5567,5 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 59484 = 7732,9 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 47382 = 6159,7 \text{ руб.}$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 69398 = 9021,7 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 51027 = 6633,5 \text{ руб.}$$

4.3.8 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 4.13).

Таблица 4.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	47091,5	59484	69398	6121,8	7732,9	9021,7
Исполнитель	42827	47382	51027	5567,5	6159,7	6633,5
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого						
	Руководитель			Исполнитель		
Исполнение 1	14420			13115		
Исполнение 2	18215			14510		

Исполнение 3	21253	15626
--------------	-------	-------

4.3.9 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.3.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	5080000	5100000	5150000	
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	89918	106766	124250	
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11689	13893	14655	

4. Отчисления во внебюджетные фонды	27535	32725	36879	
5. Накладные расходы	20663	24541	28117	16 % от суммы ст. 2-4
6. Бюджет затрат НТИ	5229805	5277925	5353901	Сумма ст. 1- 6

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{5229805}{5353901} = 0,977$$

Для 2-го варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{5277925}{5353901} = 0,986$$

Для 3-го варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{5353901}{5353901} = 1.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Срок освоения	0,13	3	2	2
2. Ремонтопригодность	0,12	4	3	2
3. Энергоэкономичность	0,12	4	3	2
4. Надежность	0,10	4	3	3
5. Эффективность метода	0,10	4	4	3
6. Удобство при внедрении	0,11	4	2	1
7. Простота эксплуатации	0,10	3	2	1
8. Конкурентоспособность технологии	0,06	4	3	2

9. Цена	0,09	4	3	3
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	4	4
11. Финансирование научной разработки	0,02	3	2	2
ИТОГО	1	3,75	2,79	1,88

$$I_{p-ucn1} = 3*0,13 + 4*0,12 + 4*0,12 + 4*0,10 + 4*0,10 + 4*0,11 + 3*0,10 + 4*0,06 + 4*0,09 + 4*0,05 + 3*0,02 = 3,75;$$

$$I_{p-ucn2} = 2*0,13 + 3*0,12 + 3*0,12 + 3*0,10 + 4*0,10 + 2*0,11 + 2*0,10 + 3*0,06 + 3*0,09 + 4*0,05 + 2*0,02 = 2,79;$$

$$I_{p-ucn3} = 2*0,13 + 2*0,12 + 2*0,12 + 3*0,10 + 3*0,10 + 1*0,11 + 1*0,10 + 2*0,06 + 3*0,09 + 4*0,05 + 2*0,02 = 1,88.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{ucn.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{ucn.1} = \frac{I_{p-ucn1}}{I_{финр.1}}; I_{ucn.2} = \frac{I_{p-ucn2}}{I_{финр.2}}; I_{ucn.3} = \frac{I_{p-ucn3}}{I_{финр.3}},$$

$$I_{ucn1} = 4,77; I_{ucn2} = 3,09; I_{ucn3} = 1,88.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{ucn.i}}{I_{ucn.min}}$$

$$\mathcal{E}_{cp1}=2,54; \mathcal{E}_{cp2}=1,64; \mathcal{E}_{cp3}=1.$$

Таблица 4.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,977	0,986	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,75	2,79	1,88
3	Интегральный показатель эффективности	4,77	3,09	1,88
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,54	1,64	1

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, модернизация абсорбера регулярной насадкой фирмы ДАО ЦКБН остается эффективной и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, определен интегральный показатель эффективности научного исследования. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данный выбор регулярной насадки является экономически выгодным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Савченко Сергею Сергеевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ основных показателей технологического процесса сбора и подготовки скважинной продукции на X нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона- кустовая площадка X нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.2.1.1/2.1.1. - Кодекс законов о труде Российской Федерации" (утв. ВС РСФСР 09.12.1971) (ред. от 10.07.2001, с изм. от 24.01.2002)
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных факторов 2.2. Анализ выявленных опасных факторов	Вредные факторы: -отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; -превышение уровня шума и вибрации; -утечка вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: -электрический ток; -механические травмы. -пожароопасность;
3. Экологическая безопасность: 3.1. Мероприятия по охране атмосферы 3.2. Мероприятия по охране гидросферы 3.3. Мероприятия по охране литосферы	область воздействия на атмосферу: -выделение загрязняющих веществ в атмосферу; Область воздействия на гидросферу: -Загрязнение грунтовых и поверхностных вод токсическими веществами; Область воздействия на литосферу: -Нарушение почвенного покрова, уменьшение ареала флоры и фауны.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	перечислить возможные ЧС -открытое фонтанирование скважин; -прорыв нефтесборного коллектора; -пожар в ГЗУ; - нападения диких животных.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.03.2020
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Сечин А.А.		28.03.2020	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Савченко С.С.		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В любой деятельности человека существуют факторы, пагубно влияющие на здоровье. В нашем конкретном случае, объект исследования -это X нефтегазоконденсатное месторождение, а конкретно кустовая площадка, где производится технологические операции по добыче газа и нефти. Рассмотрены виды чрезвычайных ситуаций, которые гипотетически могут возникнуть на площадке и проанализированы методы ликвидации и предупреждения аварий.

В данном разделе уделено особое внимание мероприятиям по охране окружающей среды, а также норм для обеспечения безопасных условий труда.

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работник выполняет свои обязанности в бригаде по обслуживанию скважин для их бесперебойной работы. Все работы контролируются техническим надзором. Операции, связанные с добычей газа относятся к перечню тяжелых работ, связанных с вредными и опасными условиями труда, применение труда женщин запрещается (Постановление Правительства РФ). За вредные условия труда рабочим полагается молочная продукция. Выдача молока происходит каждую неделю. По сменному графику рабочие могут выходить на смену в ночное время. Рабочим должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры для профпригодности для выполняемых работ.

При работе с повышенной опасностью (неблагоприятные условия труда) работники обязаны проходить психиатрическое обследование 1 раз в 5 лет.

Работники, работающие вахтовым методом в районе Крайнего Севера получают надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Работодатель должен предоставлять социальный пакет (медицинская страховка, оплата санитарно-курортного лечения т.д.)

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, проживающих на севере, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.);

Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия).

Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника).

Оператором по добыче нефти может быть человек, достигший возраста 18 лет, имеющий соответствующую квалификацию, прошедший медицинский осмотр, инструктаж, производственное обучение и стажировку. Также он обязан пройти проверку знаний специальной комиссией, назначенной для данного предприятия и подразделения.

Перед началом работы оператор по добыче проверяет вахтовый журнал о работе прошлых смен и распоряжениями руководителей, расписывается поле приема смены, надевает спецодежду и средства индивидуальной защиты, проверяет их пригодность. Проверяет предохранительные приспособления,

средства пожаротушения, аптечки, проверяет наличие советующих документов и размещении их в безопасном месте.

Нормативно-правовые документы:

Законы РФ

1. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ.
3. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ.
4. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ.
5. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ.
6. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ.
7. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ.
8. ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 №89-ФЗ.
9. ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 №174-ФЗ.
10. ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ.
11. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
12. ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ.
13. ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2001 №49-ФЗ.
14. ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 №73-ФЗ.

Нормативные акты Правительства и министерств РФ

1. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372.
2. Экологическая доктрина Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 31.08.2002 №1225-р.

3. Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками. Приложение №1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 №344.

4. Положение об осуществлении государственного мониторинга земель. Постановление Правительства РФ от 28.11.2002 №846.

5. Положение об осуществлении государственного мониторинга водных объектов. Постановление Правительства РФ от 10.04.2007 №219.

6. Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Приказ Ростехнадзора от 19.10.2007 №703.

7. Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 №118.

8. Федеральный классификационный каталог отходов. Приказ МПР РФ от 02.12.2002 №786.

9. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140.

10. Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.07.2010 №254.

Нормативно-методические документы

1. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

3. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

4. ВНТП-03-170-567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

5. ВСН 26-90. Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири.

6. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.

7. СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1985 №233.

8. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Постановление Госстроя СССР от 30.12.1987 №213.

9. СНиП 2.05.02-85. Генеральные планы промышленных предприятий. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1987 №233.

10. СН 467-74. Нормы отвода земель для автомобильных дорог. Постановление Госстроя СССР 19.12.1974 №248.

11. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Постановление Госстроя СССР от 25.03.1974 № 4.

12. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.2003 №80.

13. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1995 №525/67.

14. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Утверждены Роскомземом от 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ от 26.01.1995, Минприроды РФ от 15.02.1995.

15. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрены письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69.

16. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей природной среды». М., 2000.

17. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Государственный комитет СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды от 04.08.1986 № 192.

18. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятий. М. Госкомприрода СССР, 1989.

19. Положение о порядке организации, учета и функционирования ведомственной наблюдательной сети. Приказ Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды от 21.01.2000 №13.

20. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.2.1.1/2.1.1. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 №74.

21. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Постановление Госстандарта СССР от 24.08.1978 №2329.

22. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. Постановление Госстандарта СССР от 09.11.1981 № 4837.

5.2 Производственная безопасность

Администрация предприятия должна обеспечить необходимое техническое оборудование, а также создать условия деятельности, полностью соответствующая правилам техники безопасности и санитарным нормам.

По правилам ГОСТ 120003-74. ССБТ, опасные и вредные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно

классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические.

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для разработки месторождения X. (Таблица 5.1)

Таблица 5.1 – Перечень опасных и вредных факторов.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: Контроль и обеспечение бесперебойной работы оборудования.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума и вибрации; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2.Электрический ток.	1.Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-3359-16 [7]; 2. Шум на рабочих местах устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [3] 3. Производственная вибрация устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.566 [4] 4.Электробезопасность устанавливается ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [5]

5.2.1 Анализ вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия.

Основными параметрами характеризующий климат определяют следующие условия: температура, относительная влажность, скорость ветра, барометрическое давление. Все эти параметры влияют на организм человека, по которым можно определить самочувствие.

Климатические условия меняются как по сезонам, так и в течении дня. Терморегуляция организма поддерживается температурой тела в пределах 36-37°C. Обеспечивается температурное равновесие между человеческим организмом и внешней средой. Регулярное нахождение работника в среде с высокой температурой увеличивает вероятность перегрева организма, тем самым вызвав гипертермию, что в дальнейшем может привести к тепловому удару с потерей сознания. Основными симптомами перегрева являются: общая слабость, тошнота, головокружение, шум в ушах. Интенсивное потоотделение – угроза дегидратации организма. Например, при температуре 38,8°C в состоянии покоя человека достигает 300 г/ч. При движении они значительно увеличиваются.

Влажность воздуха окружающей среды также значительно сильно влияет на организм. При высокой влажности воздуха 70-85% человеку сложнее работать, а если она сочетается с высокой температурой, то вдвойне, так как пот испаряется с трудом. В таблице 5.2 приведено время пребывания человека (мин) в условиях высоких температур, со скоростью ветра 0,1-0,2 м/с.

Таблица 5.2 – Длительность пребывания человека в условиях высоких температур

Относительная влажность воздуха, %	Степень воздействия	Время пребывания человека, мин, в условиях температур, °C			
		40	50	60	70
15-20	Безопасное	40 и выше	30	20	10
	Допустимое	40 и выше	60	40	20
	Максимально допустимое	40 и выше	90	60	35
70-75	Безопасное	120	15	10	5
	Допустимое	180	30	15	10
	Максимально допустимое	240	60	30	20

Неблагоприятное воздействия оказывает не только высокая, но и низкая температура. Наибольшую опасность для человека представляет переохлаждение организма (гипотермия). При температуре тела 30°C у человека начинает возникать трепетное сердцебиение, а в дальнейшем остановка дыхания. Очень тяжело работать в низких температурах с высокой влажностью и скоростью ветра.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C. Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C.

Повышенный уровень шума

Беспорядочные звуковые колебания на рабочем месте при контакте с человеком могут оказывать влияние на весь организм работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума приводит к нарушению артериального давления, ритма сердца, а также влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Основные источники шума: машины, механизмы, шум от трансформаторов на станции управления, агрегаты.

Шум в пределах 30-35 дБ комфортен для человека и не вызывает беспокойства. При 40-75 дБ создает нагрузку на организм человека, вызывает

утомляемость, нервозы при длительном воздействии. Свыше 80 дБ может привести к потере слуха. В таблице 5.3 приведены результаты повышенного воздействия шума на слух работников. [14]

Таблица 5.3 – Воздействие шума на работников

Показатели	Эквивалентный уровень звука, дБ									
	80	90	90	90	100	100	100	110	110	110
Стаж работы, лет	25	5	15	25	5	15	25	5	15	25
Доля заболевших тугоухостью, %	0	4	14	17	12	37	43	26	71	78

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно СанПиН 2.2.2.3359-16 [20]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69		80

Мероприятия по устранению повышенного уровня шума: ликвидация шума в источнике его возникновения путем своевременного устранения

неисправности технологического оборудования, применение средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, вкладыши, шлемы). применение звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования. [16]

Повышенный уровень вибрации

При технологических операциях (регулирование расхода воды, при закачке в пласт, при работе на спецтехнике, подъеме труб, спуске труб) происходит воздействие вибрации на здоровье человека. Повышенный уровень вибрации приводит к: сердечно-сосудистым заболеваниям и нарушению нервной системы, грыжам и ревматизму. Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 5.5 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 5.5 – Допустимый уровень колебательных скоростей

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Для защиты от вибрации применяются методы:

- применение более современных усовершенствованных оборудования и техники;
- применение материалов, поглощающих вибрацию;
- динамическое гашение вибрации;
- Превращение энергии колебаний в тепловую энергию (вибродемпфирование).

К средствам индивидуальной профилактики от нежелательных последствий вибрации, необходимо: носить обувь с специальной резиновой подошвой, специальные перчатки и соблюдение труда и отдыха.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Вредные вещества, которые оказывают плохое воздействие на организм человека, либо летальный исход, при передозировке, являются химическим фактором. Приведем несколько примеров химических веществ, часто встречающихся на производстве.

Вредные химические вещества делятся на несколько групп:

- токсические;
- раздражающие;
- аллергические (сенсibilизирующие);
- канцерогенные;
- мутагенные (вызывающие мутации).

Химические вещества могут проникать в организм человека через дыхательные пути, кожные покровы, перорально (через ротовую полость). Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути. Вещества, находящиеся в газообразном состоянии попадая в организм человека, растворяются в крови и накапливаются, вызывая аллергию, гайморит, бронхит и в крайних случаях рак легких. При попадании на кожный покров существует большая вероятность получить химический ожог.

На месторождениях работники часто сталкиваются с такими вредными веществами как: ингибиторы, ПАВ, нефть, газ, пыль, Оксид углерода, Этиловый спирт этиленгликоля, уайт-спирит, оксид углерода, серная кислота, борная кислота и др.

Предельно допустимая концентрация (ПДК)- основная величина нормированного содержания химических веществ. Измеряется в мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5 мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³.

Вредные вещества по степени воздействия классифицируются:

- 1-й класс (чрезвычайно опасные);
- 2-й класс (высокоопасные);
- 3-й класс (умеренно опасные);
- 4-й класс (малоопасные);

Фонтанная арматура является основными местом вредных веществ на кустовой площадке. При отборе проб для предотвращения вдыхания паров углеводородов следует стоять спиной к ветру.

Каждому работнику положены средства индивидуальной защиты: спецодежда, каска, противогазы типа ПШ-1 с фильтрующей коробкой БФК. Хороший акцент делается на питание персонала перед работой, так как еда уменьшает риск сильного отравления.

5.2.2 Анализ опасных факторов

Электрический ток

Электрический ток, проходя через организм человека, носит множественный характер. Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Характер действия может быть термический(ожоги), электролитический (изменения в крови), биологический и механический (судороги, разрывы кожи и костей)

Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц – частота 50 Гц при силе тока 6-16 мА. В таблице 5.6 приведены значения тока, влияющие на человека с такой же частотой, но при высокой силе тока.

Таблица 5.6 – Воздействие на человека при различных значениях силы тока

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
≥ 300	Паралич сердца

На кустовой площадке для защиты работников от действия электрического тока применяются меры как: обеспечение недоступности электрических механизмов, находящихся под напряжением: зануление, заземление, использование специальных электрозащитных средств, безопасная эксплуатация электроустановок.

Механические травмы

Механическое травмирование- самое распространённый вредный фактор на любом производстве, так как приходится работать на большой высоте и различным оборудованием. В большинстве случаев, виновниками становятся сами работники, или другие факторы, например, как техногенные аварии и природные явления. Механические повреждения могут быть от простых ушибов и заканчиваться смертельным исходом. Наибольшую опасность представляют работы с трубопроводами, скважинами с большим давлением.

Для защиты от травм применяются: щиты, устройства, предохраняющие от случайного воздействия на механизм высокого давления, барьеры. Также используются предупреждающие знаки и сигнализация. Из средств индивидуальной защиты применяют перчатки, очки, каски и спецодежду. Плюс ко всему должна проводиться проверка оборудования и проводится инструктаж по технике безопасности.

Пожаро-, взрывоопасность

Деятельность предприятий, связанная с добычей нефти и газа тесно связана с опасностью пожаров и взрывов. Контроль за предотвращением от огня осуществляется обслуживающим персоналом.

Пожароопасность и взрывоопасность определяется параметрами и количеством используемых материалов и веществ в технологических процессах, конструкциями и особенностями режима работы скважин, и наличием источников возгорания. Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д.

По технике пожарной безопасности в прямом доступе должен быть инвентарь- огнетушитель, ведра, лом лопата и емкость с песком, должны быть специальные места для курения.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

- а) неосторожное обращение с огнем (курение в неположенном месте, неконтролируемый открытый огонь);
- б) самовозгорание пожароопасных веществ.

Как правило пожары электрического характера возникают при коротком замыкании, перегрузки, статического электричества и т.п.)

Для предотвращения возникновения пожаров на производстве должны проводиться мероприятия:

- а) все сотрудники должны пройти инструктаж по технике пожарной безопасности;
- б) Ознакомление сотрудников со средствами пожаротушения, принципа их действия и их местонахождения;
- в) обеспечение правильной работы оборудования.;
- г) весь противопожарный инвентарь должен находиться на виду и в исправном состоянии.

5.3 Экологическая безопасность

С самого начала разработки происходит активное влияние человека на территорию и окружающую среду. Если при начальных этапах (поисково-разведочные работы) это воздействие минимальное, то уже при строительстве происходит площадные и глубинные изменения.

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

Вредные вещества попадают в атмосферу путем сгорания топлива, попутного добываемого газа на факеле, также выбросом растворителей при окрасочных работах, сварочных работах (сварочные аэрозоли), ремонтных работах.

Основной массой выбрасываемых в атмосферу вредных веществ являются: CO₂, предельные углеводороды, сажа, оксид железа и другие.

Предприятие должно активно следить за выбросами в атмосферу путем расчета рассеивания вредных веществ с помощью программы УПРЗА-Эколог. На данный момент загрязнение атмосферы не превышает предельно-допустимое.

На месторождении X имеются мероприятия для недопущения аварийных выбросов и снижению вредных веществ. В эти мероприятия входят: контроль сварных швов, использование современного оборудования с минимальным выбросом в атмосферу, ликвидация коррозии, герметизация системы сбора и транспортировки нефти, предотвращение аварийных выбросов.

5.3.2 Мероприятия по охране гидросферы

При освоении месторождения, а также строительство трубопроводов, автомобильных дорог, кустов скважин происходит воздействие на гидросферу.

Но больше пагубное воздействие происходит при аварийных ситуациях, таких как: разлив нефти и химических реагентов. Это приводит к ужасным последствиям на примере изменение берегов рек, загрязнение грунтовых и поверхностных вод бытовым мусором и токсическими веществами. Из-за этого страдает окружающая среда – рыбы, птицы, животные и растения.

Для сохранения гидрологического режима применяю следующие методы:

- контроль за техническим состоянием оборудования, учет сбора воды;
- использование безопасных реагентов;
- посадка кустарников, деревьев и другой растительности по берегам рек, ликвидация полигонов для хранения бытовых отходов;
- очистка и фильтрация вод внутреннего потребления;
- многоразовое использование дренажных вод;
- быстрая ликвидация нефтяной пленки с рек и озер;

5.3.3 Мероприятия по охране литосферы

При строительстве объектов нефтегазового профиля оказывается ощутимое влияние на литосферу. Помимо нарушения почвенного покрова идет уничтожение растительности, захламление близлежащих территорий бытовым мусором, уменьшается ареал обитания фауны.

Для минимизации воздействия на животный и растительный мир принимаются такие меры как:

- весь транспорт передвигается по одной дороге,
- своевременный и быстрый сбор бытовых отходов предприятия на специальные полигоны,
- быстрая ликвидация разливов нефти,
- проведение рекультивации на пострадавших почвах,
- хранение опасных и сыпучих материалов в отдельных контейнерах,
- недопущение охоты и рыбалки работниками предприятия.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации являются неожиданными явлениями, а значит- что к ним нужно подготавливаться заранее. При авариях наносится вред работникам и окружающей среде: могут приводить к травмам, разрушению объектов.

Чрезвычайные ситуации делятся на группы:

I. По природе возникновения:

- 1) природные – связанные с проявлением стихийных сил природы (землетрясения, ураганы, наводнения, сели т.д.).
- 2) техногенные – связано с техническими объектами (взрывы, пожары, аварии, выбросы, обрушение зданий, транспортные катастрофы).
- 3) экологические – аномальное изменение окружающей среды (загрязнение биосферы, разрушение озонового слоя, опустынивание, кислотные дожди).
- 4) биологические – эпидемии, эпизоотии, эпифитотии.
- 5) антропогенные - насилие, экстремизм, теракты.
- 6) социальные – межнациональные конфликты, терроризм, голод.

II. По причине возникновения: случайные и преднамеренные

III. По режиму времени: внезапные (землетрясения, взрывы), стремительные (пожар, разливы ядовитых веществ), умеренные (наводнение).

На кустовой площадке возможны следующие аварийные ситуации:

- 1) открытое фонтанирование скважины
- 2) прорыв нефтесборного коллектора и системы ППД
- 3) пожары на площадке дренажной емкости
- 4) стихийные явления, нападение диких животных

При чрезвычайных ситуациях нужно немедленно проинформировать вышестоящее начальство о ситуации, остановить технологический процесс,

эвакуировать людей в безопасное место. При необходимости оказать первую медицинскую помощь пострадавшим. Сбросить давление и закрыть задвижки на скважине при прорыве. При возникновении пожара в технологическом блоке немедленно отключить электроэнергию, использовать огнетушители и другие средства для устранения возгорания, вызвать пожарную бригаду.

В разработке технических и организационных мероприятий заключается уменьшения риска ЧС, а также порядка действий направленных для устранения аварий. Далее проводятся мероприятия по выяснению причин источника проблемы и подготовка к восстановлению после ЧС.

Заключение

В результате анализа, проведенного в данной работе, получены следующие выводы:

Анализ фонда скважин показал, что скважины, с общим количеством 163 шт. сгруппированы в 29 кустов от 3 до 7 эксплуатационных скважин.

При эксплуатации сырой газ от устья, через отводы фонтанной арматуры скважин, поступает в газосборный коллектор и далее транспортируется по шлейфу на УКПГ. На линиях от фонтанной арматуры до ГСК последовательно установлены: замерное устройство, устройство отсекающее, отключающее скважину при порыве шлейфа и задвижка.

При транспортировке газа по шлейфам - коллекторам (от кустов до УКПГ) происходит его охлаждение за счет теплообмена с окружающей средой, а также за счет незначительного дросселирования, связанного с потерями давления на трение.

Так как природный газ находится в условиях полного насыщения влагой, то при снижении температуры возможно гидратообразование.

Для предотвращения гидратообразования и ликвидации образовавшихся кристаллогидратов (гидратных пробок) предусмотрена централизованная подача в шлейфы - коллекторы ингибитора гидратообразования – метанола.

Установка регенерации состоит из трех технологических линий производительностью 5 м³/час каждая, с массовой концентрацией от 15%. Обеспечивается концентрация регенерированного метанола от 90 до 96%.

Установка комплексной подготовки природного газа представляет собой два технологических модуля, где происходит очистка и осушка газа перед его транспортировкой в магистральном трубопроводе согласно СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». Каждый цех осушки включает 6 технологических линий производительностью 10 млн м³/сут каждая.

При анализе работы абсорберов, расположенных в цехе осушки газа, была предложена модернизация действующих устройств ГП1467 регулярными насадками российского предприятия ЦКБН взамен установленных импортных «Mellapak 250Y» фирмы «Sulzer Chemtech». В ходе сравнения технических характеристик у отечественной разработки были выявлены ряд преимуществ. Стоимость насадки от ЦКБН на 15% меньше чем у насадки от фирмы «Sulzer Chemtech», при увеличении срока службы в 2,5 раза. При этом производительность массообменного оборудования увеличилась в 1,5 раза, что позволяет снизить потери дорогостоящего гликоля с 15 до 3 г/м³ газа. Снижаются гидравлические потери в аппарате до 0,01МПа по сравнению с «Mellapak 250Y» -0,1Мпа., а также обеспечивают качество подготовки природного газа в соответствие с СТО Газпром 089-2010.

Список литературы:

1. Лончаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. -М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000, -279с
2. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кудьков А.Н., Сулейманов Р.С, Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России.- ОАО «Издательство Недра», 1999-473 с
3. Бекиров Т.М., Лончакова Г.А., Технология обработки газа и конденсата-М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999-596с
4. Балыбердина И.Т., Физические методы переработки и использования газа.- М: Недра, 1988.-248с
5. Кусов Г. В., Савенок О.В, Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-Х, модернизация аппаратов осушки газа[электронный ресурс]: <https://www.dissercat.com/content/modernizatsiya-protssessa-absorbtsionnoi-osushki-gaza-na-gazokondensatnykh-mestorozhdeniyakh>
6. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа УКПГ-У Х НГКМ. ОАО «Газпром»
7. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А., Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие., издательство ТПУ, 2014
8. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс
9. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с.:
10. СНиП II-12-77 «Защита от шума»
11. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»

12. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
13. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»
14. СанПин 2.2.2.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».
15. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарные требования к воздуху рабочей зоны»
16. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997.-с. 12.